



Universidad
Carlos III de Madrid



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de tecnología electrónica

PROYECTO FIN DE CARRERA

Análisis de un inversor fotovoltaico según la norma ENTSO-E y características de la misma

Autor: Óscar Sanz Sánchez

Tutor: Vicente Salas Merino

Leganés, Mayo de 2015





Título: Análisis de un inversor fotovoltaico según la norma ENTSO-E y características de la misma

Autor: Óscar Sanz Sánchez

Director: Vicente Salas Merino

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de _____ de 20__ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE





AGRADECIMIENTOS

Agradezco poder haber realizado este proyecto a todos los profesores, si he llegado hasta aquí ha sido por todos ellos.

A mis padres, que me han apoyado día tras día y han hecho todo lo posible por facilitar y ayudar a superar esta etapa de mi vida.

A mis compañeros de trabajo y amigos, siempre me han ofrecido todos sus conocimientos y recursos para avanzar en la carrera.

Muchas gracias.



RESUMEN

Este proyecto pretende analizar un inversor fotovoltaico bajo la norma ENTSO-E de conexión a red.

Se comenzará con una introducción sobre el origen del uso de la energía fotovoltaica, el principio por el que se rige un panel para crear energía y las primeras aplicaciones. Se hablará de algo muy relacionado con este tipo de energía y es la radiación solar. También se expone este capítulo las ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica y la situación en la que se encuentra de forma global, y luego más específicamente en Europa. Para finalizar este capítulo se introduce qué es el inversor, cuál es su función y las distintas clasificaciones de acuerdo al tipo de alimentación, configuración (monofásico o trifásico), según la topología o tipo de aislamiento galvánico, según la onda de salida y según si usan interruptores tiristores o usan transistores más avanzados como los IGBT o MOSFET.

Los dos siguientes capítulos están relacionados con la ENTSO-E. El primero explica un poco la historia de la ENTSO-E, objetivos, estructura y países miembros. El segundo se expone información sobre los ensayos que pide la norma: de qué manera deben cumplir cada punto de la norma, cómo realizar el ensayo, rangos en los que deben estar las medidas.

Los últimos capítulos están relacionados con la parte práctica. Una vista sobre las características del inversor que nos da el fabricante e información de las mismas (explicación de cada uno de los parámetros de entrada y de salida, dispositivos de protección y una descripción de los componentes del inversor). El capítulo 7 es la exposición de los ensayos realizados con los datos tratados, graficados y explicados. Para acabar, los siguientes capítulos son las conclusiones de los datos extraídos de los ensayos, una exposición del material usado y la bibliografía del proyecto.



ABSTRACT

This project aims to analyze a photovoltaic inverter under the ENTSO-E standard grid connection.

It starts with an introduction about the origin of the use of photovoltaic energy, the principle that governs a photovoltaic panel to create energy and the first applications. After, it is explained one characteristic related with this type of energy which is the solar irradiance. This chapter also discusses the advantages and the disadvantages of photovoltaics and the situation in which it is globally, and then more specifically in Europe. To end this chapter, it is introduced the inverter, what are its functions and the classifications according to: the type of supply, configuration (single or three phase), depending on the topology or type of galvanic isolation, the output waveform and if they are using thyristor switches or using more advanced technology as IGBT or MOSFET transistors.

The next two chapters are related to the ENTSO-E. The first explains the story of the ENTSO-E, how it was born, objectives, structure and members. The second chapter gives information about every test requested by the standard, how each point must meet the standard, how to perform the tests with the according ranges and graphs in which measures should be taken.

The last chapters are related to the practice part of this project. A view of the characteristics of the inverter that gives us the manufacturer, and information of them (explanation of each parameter input and output, protection devices and a description of the components of the inverter). In chapter 7 it is exposed all the tests with the data processed, plotted and explained. Finally, the following chapters are the findings and conclusions of the data extracted from the tests, an exhibition of the material used to perform these tests and the bibliography of the project.



ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

II. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Figura 1: Estación Espacial Internacional	19
Figura 2: Estructura básica de una célula solar de silicio.....	20
Figura 3: Pasos desde el módulo fotovoltaico hasta su consumo.....	21
Figura 4: Radiación mundial, W/m ²	23
Figura 5: €/Wpico vs producción acumulada	26
Figura 6: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo.....	27
Figura 7: Porcentaje de cobertura de la demanda mediante energía fotovoltaica en 2013	27
Figura 8: Producción de módulos fotovoltaicos por región	28
Figura 9: Esquema básico de un inversor en configuración semipunto.....	30
Figura 10: Circuito básico de un inversor monofásico en estructura Push-Pull.....	31
Figura 11: Circuito de un inversor en estructura semi-punto.....	32
Figura 12: Circuito de un inversor con estructura puente-completo	33
Figura 13: Símbolo inversor trifásico y símbolo inversor monofásico respectivamente	34
Figura 14: Esquema de un inversor trifásico a partir de tres monofásicos independientes	34
Figura 15: Circuito de un inversor trifásico.....	35
Figura 16: Tres modos de funcionamiento para 180 grados de conducción	35
Figura 17: Tres modos de funcionamiento para 120 grados de conducción	35
Figura 18: Circuito con una salida de forma de onda cuadrada	36
Figura 19: Diferentes formas de onda en corriente alterna	37

III. INTRODUCCIÓN A LA ENTSOE-E

Figura 20: Las seis asociaciones regionales de la ENTSOE-E.....	39
Figura 21: Mapa de flujo de energía eléctrica en Europa.....	45

V. INFORMACIÓN DE LOS ENSAYOS

Figura 22: Tabla máxima potencia para un módulo generador por zona de la ENTSOE-E	52
Figura 23: Distribución zonas ENTSOE-E.....	53
Figura 24: Tabla de rangos de frecuencia según ENTSOE-E dependiendo de la zona	54
Figura 25: Cambio de frecuencias por sobrefrecuencia provoca un cambio negativo de potencia activa	55
Figura 26: Reducción de potencia activa con frecuencia cayendo por límite inferior de frecuencia.....	56
Figura 27: Nivel de tensión de las faltas y su duración	57
Figura 28: Tabla de rangos de tensión y duración de las faltas	58

Figura 29: Capacidad de respuesta por subfrecuencia con potencia activa.....	59
Figura 30: Capacidad de respuesta por frecuencia con potencia activa en FSM y mostrando el caso de zona muerta.....	60
Figura 31: Tabla de repuestas en frecuencia con potencia activa en FSM.....	61
Figura 32: Tabla de respuestas por frecuencia con un retardo t1 y un tiempo de activación t2.....	61
Figura 33: Capacidad de respuesta por frecuencia con un retardo t1 y un tiempo de activación t2.....	62

VI. EXPOSICIÓN DE LOS ENSAYOS Y SUS RESULTADOS

Figura 34: Captura de pantalla a mínima frecuencia de trabajo en condiciones normales	67
Figura 35: Gráfica datos tratados a mínima frecuencia de trabajo en condiciones normales (49,2 Hz)	67
Figura 36: Captura de pantalla a máxima frecuencia de trabajo en condiciones normales	68
Figura 37: Gráfica datos tratados a máxima frecuencia de trabajo en condiciones normales (51 Hz)	69
Figura 38: Captura de pantalla a mínima tensión de trabajo en condiciones normales..	70
Figura 39: Gráfica datos tratados a mínima tensión de trabajo en condiciones normales (0,86 p.u.)	70
Figura 40: Captura de pantalla a máxima tensión de trabajo en condiciones normales.	71
Figura 41: Gráfica datos tratados a mínima tensión de trabajo en condiciones normales (1,09 p.u.)	72
Figura 42: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,25 segundos de tiempo	73
Figura 43: Gráfica de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,25 segundos de tiempo	73
Figura 44: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,30 p.u y 0,25 segundos de tiempo	74
Figura 45: Gráfica de hueco de tensión a 0,30 p.u y 0,25 segundos de tiempo	75
Figura 46: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,70 p.u y 0,19 segundos de tiempo	76
Figura 47: Gráfica de hueco de tensión a 0,70 p.u y 0,19 segundos de tiempo	76
Figura 48: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,19 segundos de tiempo	77
Figura 49: Gráfica de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,19 segundos de tiempo	77
Figura 50: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,25 segundos de tiempo	78
Figura 51: Gráfica de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,25 segundos de tiempo	78

VII. CONCLUSIONES

Figura 52: Tabla resumen resultados de las condiciones normales de trabajo.....	80
Figura 53: Tabla resumen resultados de los huecos de tensión	80

VIII. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR ENSAYADO Y ESTUDIO DE LAS MISMAS

Figura 54: Hoja de características del inversor provista en el manual	81
Figura 55: Esquema de un inversor central	83
Figura 56: Esquema de un sistema de inversores modulares	83
Figura 57: Esquema de inversores integrados en módulos PV o AC.....	83
Figura 58: Esquema de un inversor con un transformador de baja frecuencia.....	86
Figura 59: Esquema de un inversor con un transformador de alta frecuencia	86
Figura 60: Esquema de un inversor sin transformador.....	86
Figura 61: Gráfica comparativa de rendimientos según el tipo de aislamiento galvánico	87
Figura 62: El inversor ensayado sin la tapa superior.....	88

IX. EQUIPOS UTILIZADOS EN LOS ENSAYOS

Figura 63: Parte frontal del osciloscopio DL850.....	89
Figura 64: Lateral del osciloscopio dónde se conecta las sondas para cada canal	90
Figura 65: Lateral del osciloscopio dónde se encuentra los puertos de conexión y alimentación.....	90
Figura 66: Generador de Potencia	91
Figura 67: Transformador de aislamiento	92
Figura 68: Bornes del transformador de aislamiento en la parte superior.....	92
Figura 69: Rectificador de onda casero	93
Figura 70: Polímetro usado	93
Figura 71: Analizador de Potencia parte delantera.....	94
Figura 72: Analizador de Potencia parte trasera.....	94
Figura 73: Sonda amperimétrica	95
Figura 74: Detalle de la sonda amperimétrica	95



ÍNDICE DE CAPÍTULOS

I. OBJETIVOS	17
II. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	19
2.1 Historia de la energía solar fotovoltaica	19
2.2 Radiación solar	22
2.3 Ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica	23
2.4 Situación de la energía solar fotovoltaica en el mundo y en Europa.....	25
2.5 El inversor	29
III. INTRODUCCIÓN A LA ENTSO-E.....	39
3.1 Historia de la ENTSO-E	39
3.2 Objetivos de la ENTSO-E	40
3.3 Estructura regional y sistema de desarrollo de la ENTSO-E.....	41
Europa Continental	41
Irlanda.....	41
Reino Unido.....	41
Países Nórdicos	41
Báltico.....	41
IV. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN PARA INVERSORES	43
4.1 Seguridad.....	43
4.2 Funcionalidad o conexión a red.....	44
4.3 Compatibilidad Electromagnética	45
V. INFORMACIÓN DE LOS ENSAYOS.....	51
VI. EXPOSICIÓN DE LOS ENSAYOS Y SUS RESULTADOS	65
6.1 Condiciones normales de frecuencia de trabajo del inversor:	66
6.1.1 Disparos límite inferior de frecuencia	66
6.1.2 Disparos límite superior de frecuencia	68
6.2 Condiciones normales de tensión de trabajo del inversor:	69
6.2.1 Disparos límite inferior de tensión	69
6.1.2 Disparos límite superior de tensión	71
6.3 Condiciones de faltas de tensión durante cortos períodos.....	72
6.3.1 Hueco de tensión a 0,05 p.u. y 0,25 s	72
6.3.2 Hueco de tensión a 0,30 p.u. y 0,25 s	74
6.3.3 Hueco de tensión a 0,70 p.u. y 0,19 s	75
6.3.4 Hueco de tensión a 0,90 p.u. y 0,19 s	77
6.3.5 Hueco de tensión a 0,90 p.u. y 0,25 s	78

VII. CONCLUSIONES	79
VIII. CARÁCTERÍSTICAS DEL INVERSOR ENSAYADO Y ESTUDIO DE LAS MISMAS	81
6.1 Hoja de características Sunny Boy 1100	81
6.2 Parámetros de entrada, corriente continua	82
6.3 Parámetros de salida, corriente alterna	84
6.4 Dispositivos de protección	85
6.5 Descripción de la unidad	88
IX. EQUIPOS UTILIZADOS EN LOS ENSAYOS	89
Osciloscopio DL850 de Yokogawa	89
Generador de potencia Pacific 360AMXT	91
Transformador de aislamiento	91
Rectificador de onda de fabricación propia por la empresa	93
Polímetro fluke	93
Analizador de potencia WT3000 de Yokogawa	94
Sondas amperimétricas	95
Software para programar los huecos y ordenador conectado a la Pacific	95
X. REFERENCIAS	97

I. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto consiste en realizar un análisis de un inversor que formaría parte de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

Para ello se comenzará con una introducción sobre la situación actual de la energía fotovoltaica en España y el resto de los países, dónde la principal potencia es un país que no dispone de mucha luz solar pero que como veremos es el que más partido le saca: Alemania. En esta misma introducción continuaré hablando del tema central de este proyecto que son los inversores. Me centraré en los diferentes tipos de inversores que pueden usarse según sean de conexión monofásica o trifásica, la forma de onda, topología interna, principio de funcionamiento. Completaré con un poco de información sobre los fabricantes mundiales de inversores.

A continuación haré una descripción sobre los ensayos que he realizado a un inversor según la normativa europea ENTSOE que será vigente en los próximos años. El equipo que he usado para este proyecto es un inversor de la serie Sunny Boy 1100 de SMA, la empresa más importante en el sector de inversores de este tamaño. Se incluye la placa de características del inversor, fotos del mismo y una breve descripción de sus cualidades.

Una vez descrito los ensayos que pide la norma ENTSOE expongo los resultados de dichos ensayos y los ilustro con imágenes y gráficas de los mismos. Debo añadir en este punto que el inversor no está preparado para cumplir todos los requisitos de esta norma y no se han podido llevar a cabo todos los ensayos que exige. Otros tantos no cumplen los criterios establecidos por la norma pero eso es algo con lo que se trabaja día a día, se corrigen los posibles errores en el caso de ser el fabricante o en el caso de ser el certificador se informa al cliente para que lo resuelva. No se puede modificar tampoco el software para que funcione de acuerdo a la norma. Aun así expongo por qué no cumplen y dónde fallan en este apartado.

El proyecto acaba con las conclusiones sacadas después de realizar los ensayos y una exposición de los equipos utilizados y una explicación sobre cómo se usaron y cómo fue el montaje.



II. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1 Historia de la energía solar fotovoltaica

Actualmente a nivel europeo y mundial se está apostando por las energías renovables, es decir, por fuentes de producción de electricidad que no contribuyan al cambio climático, a la emisión de sustancias nocivas como el CO₂, ni a la dependencia del petróleo. Se busca un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la electricidad de todo el mundo.

A pesar que la fotoconductividad fue descubierta a mediados del siglo XIX y la primera célula solar en 1883 no empezó a explotarse hasta el inicio de la carrera espacial. En 1958 fue lanzado el Vanguard 1, el primer satélite que usó paneles solares. A partir de ahí se convirtió en algo estándar el uso de la energía solar en la industria aeroespacial y no tardó en desarrollarse aplicaciones terrestres. La producción industrial a gran escala de paneles fotovoltaicos despegó en la década de 1980. [1]

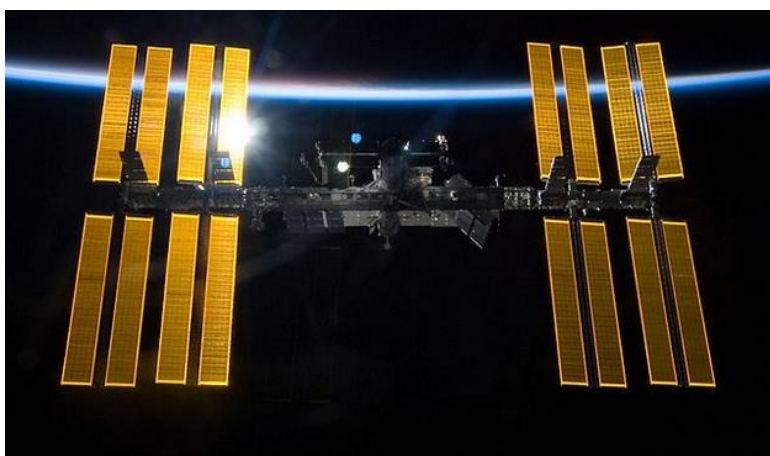


Figura 1: Estación Espacial Internacional

A día de hoy, la energía solar fotovoltaica es la fuente más versátil y social de todas ya que permite satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de red eléctrica (mediante sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien permite generar energía para su posterior venta a la red eléctrica (mediante sistemas conectados a la red), contribuyendo tanto al desarrollo de zonas rurales aisladas como a aplicaciones tecnológicamente más complejas.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso energético mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. Dicha luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Estos fotones son de diferentes energías, cada una corresponde a las diferentes longitudes de onda que componen el espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos pueden generar electricidad. [2]

Una vez es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón del átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada a un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las células donde tienen lugar esta sucesión de procesos, están hechas de materiales semiconductores, normalmente silicio. Los semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas, a las que denominaremos semiconductor de tipo p (por tener predominancia de portadores de carga negativos), y semiconductores de tipo n (por tener predominancia de portadores de carga positivos); las cuales forman un campo eléctrico, dando lugar a una cara positiva y otra negativa. Así pues, en el momento en que la luz del sol incide en la célula se liberan electrones que son separados por el campo eléctrico, dando lugar a dicha corriente eléctrica.

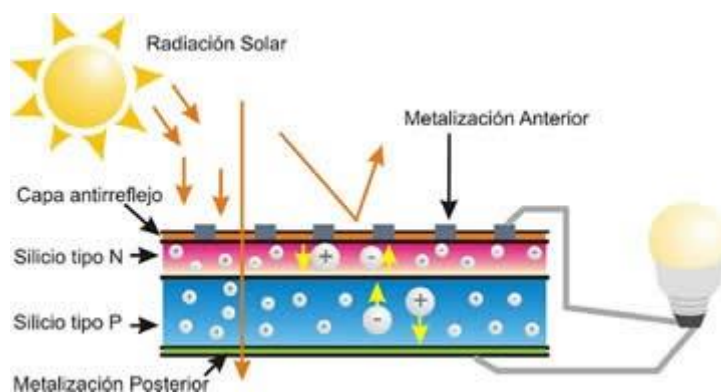


Figura 2: Estructura básica de una célula solar de silicio

Estas células solares pueden estar conectadas entre sí en serie (string) o en paralelo, con el objetivo de conseguir el voltaje adecuado para su utilización. Cuando las células se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y la tensión resultante es la suma de los voltajes de cada una; mientras que cuando se conectan en paralelo, por el contrario, se suman las corrientes para cada valor de tensión.

La proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace que la energía solar sea una energía más competitiva con otras fuentes.

El problema radica en que de estos paneles fotovoltaicos obtenemos una tensión continua y para inyectar potencia a la red necesitaremos corriente alterna, incluso para sistemas aislados ya que la mayoría de cargas que podemos conectar funcionan con corriente alterna. Aquí es donde interviene el inversor, el cual es capaz de transformar la corriente continua en corriente alterna (ver Figura 3).



Figura 3: Pasos desde el módulo fotovoltaico hasta su consumo

2.2 Radiación solar

El Sol es una fuente de energía limpia, inagotable, abundante y disponible en casi toda la superficie del planeta. Esta energía es el motor que mueve nuestro medio ambiente, siendo la energía solar que llega a la superficie terrestre 10.000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad. La radiación es transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol. La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración.

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 K en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. [3]

La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente: [4]

-Ultravioleta: 7%

-Luz visible: 43%

-Infrarrojo: 49%

-El resto: 1%

No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra porque las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmosfera, fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía por unidad de tiempo y área que llega a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatios por metro cuadrado)[23].

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento. Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de valores de radiación solar actualizados de nuestra provincia.

La energía solar se encuentra disponible en todo el mundo. Algunas zonas del planeta reciben más radiación solar que otras, lo que las convierte en preferentes[23].

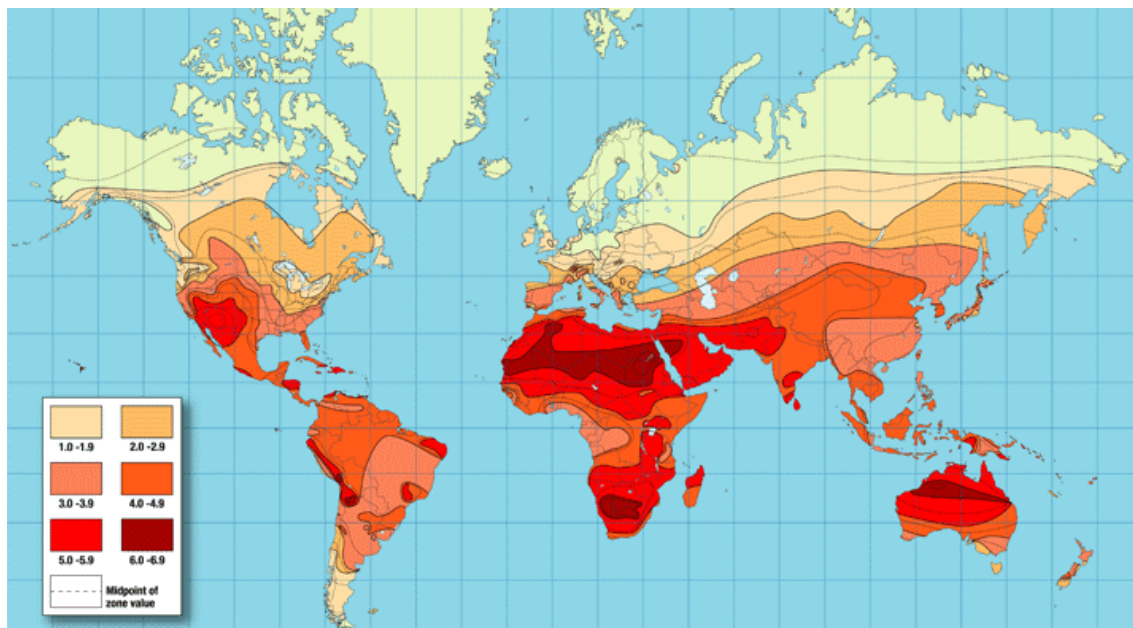


Figura 4: Radiación mundial, W/m²

2.3 Ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica

La energía media anual que incide sobre cada metro cuadrado de la tierra es de unos 5 kWh. El valor medio por día de esta energía es de unos 0,2 kWh/m² [5]. Las principales razones para escoger energía solar fotovoltaica en lugar de otras energías renovables son:

a) Simplicidad

Los sistemas solares fotovoltaicos generan la electricidad directamente a partir de la luz del sol. En cierta medida, se pueden llegar a adquirir como si fueran un kit e, incluso en el caso más complejo de sistemas de conexión a la red, requieren un mínimo de mantenimiento. Si se trata de sistemas aislados será necesario disponer de un sistema de almacenamiento mediante baterías, que pueden gozar de una larga duración.

b) Modularidad

Un sistema fotovoltaico al disponer de módulos siempre va a poderse ampliar con nuevos elementos y adaptarse a distintos requisitos.

c) Duración

Los módulos fotovoltaicos se fabrican de manera que puedan resistir todo tipo de fenómenos meteorológicos adversos. Los fabricantes garantizan los paneles por periodos de aproximadamente 25 años. Los inversores unos 5 años.

d) Seguridad

En un sistema fotovoltaico no existe ningún riesgo potencial que pueda afectar a personas o materiales. No existen elementos inflamables y no atraen los rayos.

La producción de energía a través de fuentes renovables contribuye a desarrollar un planeta limpio y sostenible. La sociedad cada vez toma más conciencia de los beneficios tanto medioambientales como económicos que supone la generación de energía limpia. La energía solar fotovoltaica ofrece numerosas ventajas competitivas respecto a otras fuentes energéticas. Entre las numerosas ventajas destacan las siguientes:

1. El sol es una fuente energética gratuita e inagotable. El silicio, material utilizado como semiconductor en las células fotovoltaicas, es el segundo material más abundante en la corteza de la tierra.
2. La generación de energía solar fotovoltaica no produce ruido ni emisiones contaminantes ni gases tóxicos, lo que contribuye a combatir el cambio climático.
3. No precisa de un suministro exterior, no consume combustible, ni necesita presencia de otros recursos como el agua o el viento.
4. Las centrales fotovoltaicas ofrecen una rentabilidad duradera ya que su funcionamiento puede prolongarse durante más de 25 años.
5. La energía necesaria para fabricar un módulo fotovoltaico representa sólo entre 1,5 y 3 años de la vida productiva del módulo, es decir, un módulo genera entre 6 y 18 veces más energía de la que utiliza en su fabricación.
6. Los módulos fotovoltaicos pueden ser reciclados al final de su vida útil y algunos de los materiales que los componen pueden ser reutilizados.
7. Los módulos fotovoltaicos ofrecen una fácil instalación y requieren un mantenimiento mínimo.
8. La tecnología solar fotovoltaica permite generar electricidad limpia en zonas rurales remotas.
9. La versatilidad en la utilización de algunos módulos fotovoltaicos permite su integración en edificios (Building Integrated Photovoltaics), con un resultado estéticamente muy atractivo.
10. El sector fotovoltaico se ha convertido en un sector generador de empleo y riqueza.
11. La energía solar fotovoltaica reduce la dependencia energética de los países.

Como principales desventajas:

1. El impacto visual de los parques solares, que suelen ocupar grandes superficies de captación
2. Sólo se produce energía mientras hay luz y depende del grado de insolación.
3. El coste de las instalaciones es elevado, sobre todo si se compara con otros países europeos. Requiere una gran inversión inicial.
4. El periodo de amortización de la inversión es largo, de unos 10 años.
5. El rendimiento es bastante bajo, debido a la baja eficiencia de las células solares, en muchos casos inferior al 20%.
6. El tiempo que deben esperar las pequeñas y medianas instalaciones fotovoltaicas para que las compañías eléctricas las homologuen y compren su producción.
7. Los lugares donde hay mayor radiación solar, son lugares desérticos y alejados de las ciudades.

2.4 Situación de la energía solar fotovoltaica en el mundo y en Europa

Coste

El precio del panel fotovoltaico ha descendido drásticamente en los últimos cinco años. En la Figura 5: €/Wpico vs producción acumulada se muestra cómo ya en 2011 se superó la barrera de “un euro por vatio pico” que permite considerar esta tecnología competitiva con otras fuentes de generación eléctrica. El gráfico muestra cómo, a medida que iba aumentando la producción acumulada, el precio del panel disminuía considerablemente. Este tipo de representación suele utilizarse para estimar el ritmo de aprendizaje de una tecnología, que está relacionada con la pendiente de los datos en estos ejes. Por ejemplo, si los puntos estuviesen sobre una horizontal esto significaría que la tecnología no mejora. Sin embargo, lo que nos muestra la gráfica es todo lo contrario, que la tecnología mejora y mucho. Un panel fotovoltaico costaba en 2013 apenas un tercio de lo que costaba en 2008. Si en 2008 se pagaban más de 2€/Wp, en 2013 el precio se había reducido hasta llegar a 0.6€/Wp. Cabe destacar también cómo la evolución en los últimos cuatro años representados, alcanzando un precio muy inferior al que parecía esperable en función de los datos de años anteriores, indica la enorme influencia de otros factores no relacionados con el aprendizaje tecnológico, entre ellos la incorporación de productores asiático[6].

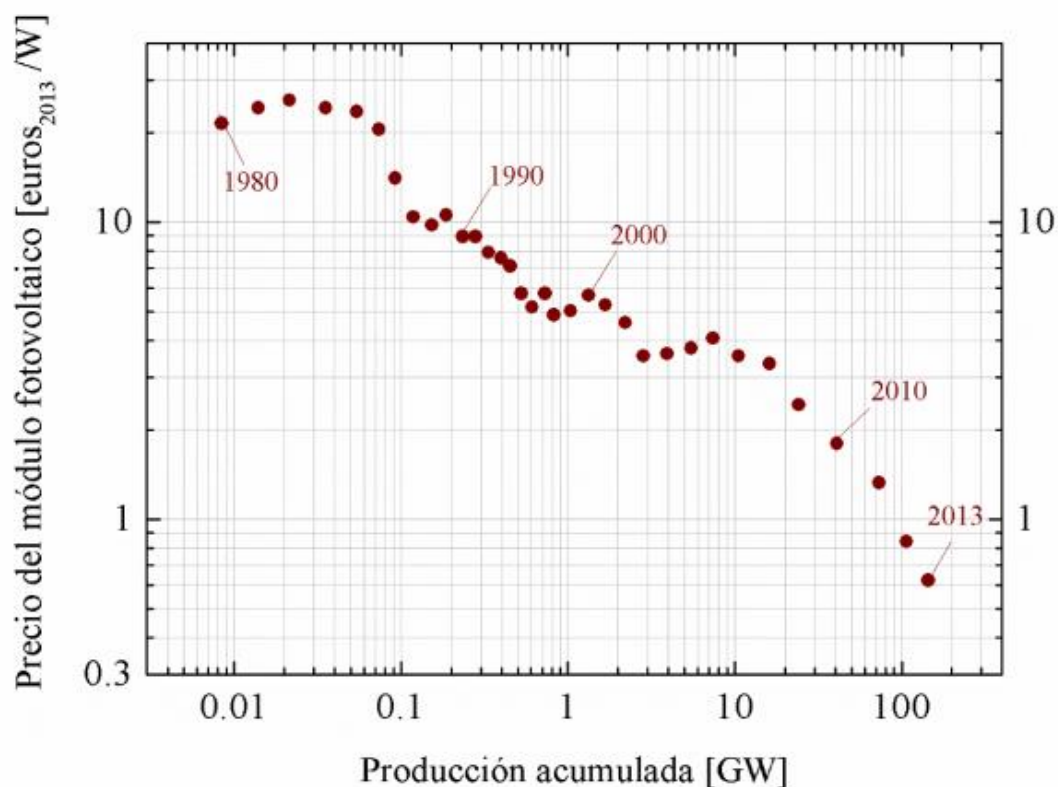


Figura 5: €/W_{pico} vs producción acumulada

Potencia instalada

A finales de 2013 había instalados más de 138 GW fotovoltaicos en todo el mundo, lo que es equivalente (en potencia) a unos 138 reactores nucleares. De estos, 4 GW están instalados en España, 18 en Italia y 36 en Alemania.

En la Figura 6: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo podemos observar en azul Europa, en marrón los países de Asia que dan al Pacífico, en morado América completa, en rojo China, en verde Oriente Medio y África y en amarillo el resto del mundo. Más de la mitad de la potencia instalada está en Europa y dentro de Europa los países más destacados son Alemania, como líder indiscutible en potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial, Italia y España. Entre los tres hacen casi el 75% de toda la potencia instalada en Europa[6].

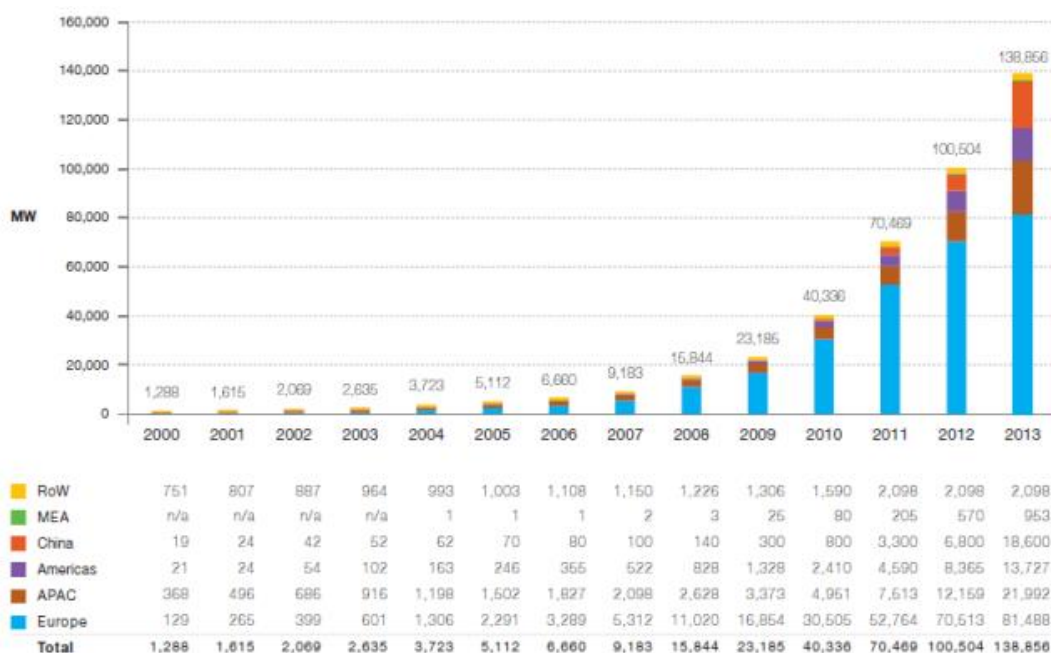


Figura 6: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo

Cobertura de la demanda

Como consecuencia evidente de la capacidad instalada, la fotovoltaica ha empezado a cubrir un porcentaje significativo de la demanda de electricidad en varios países. En 2013, la energía solar fotovoltaica cubrió el 7,5% de la demanda eléctrica de Italia y Grecia, el 6,7% de la demanda en Alemania y el 3% de la demanda en España[22].

En la Figura 7 a continuación en rojo están el autoconsumo, en verde los casos de balance neto y en amarillo la enviada a la red.

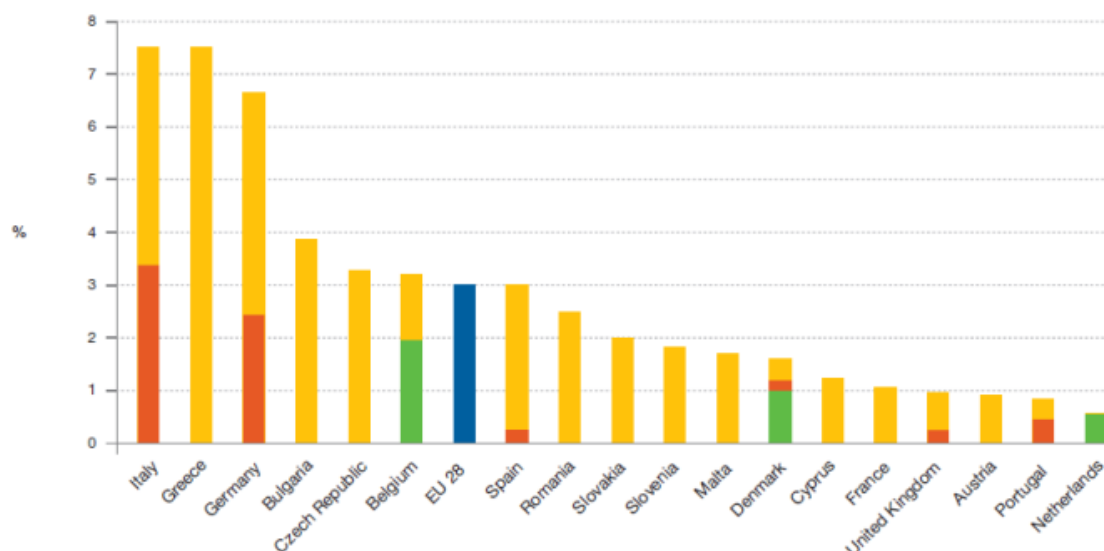


Figura 7: Porcentaje de cobertura de la demanda mediante energía fotovoltaica en 2013

Fabricación de los paneles

Relacionado con el punto del coste, uno de los factores que ha propiciado la caída del precio de los paneles fotovoltaicos es el desplazamiento de la producción a Asia y más en concreto a China. En 2013, el 76% de los paneles fotovoltaicos se fabricó en un país asiático[21].

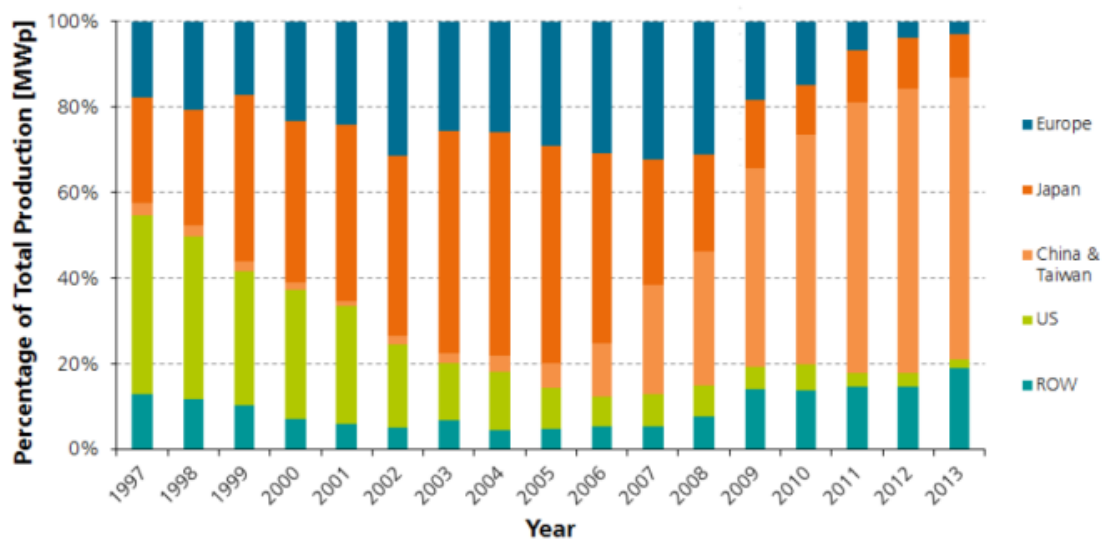


Figura 8: Producción de módulos fotovoltaicos por región

2.5 El inversor

Es un dispositivo electrónico que convierte la energía eléctrica de corriente directa a corriente alterna. En algunos casos podemos encontrar el mismo término para equipos que convierten la corriente alterna a directa aunque en este caso el término correcto es rectificador.

En las instalaciones fotovoltaicas son los paneles fotovoltaicos los encargados de generar potencia a partir de la radiación solar captada. La potencia eléctrica generada es potencia continua, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles.

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial.

Los inversores se fabrican considerando dos etapas convertidoras: una sintetizadora y otra filtradora. La etapa sintetizadora produce una onda de impulsos a partir de una tensión DC. La etapa filtradora se ocupa de eliminar los armónicos indeseados de la onda de impulsos para tener a la salida de esta etapa una señal totalmente senoidal.

Los inversores se pueden clasificar desde el punto de vista de la aplicación, de los elementos semiconductores utilizados, del tipo de señal monofásica o trifásica alterna que proporcionen, o dependiendo del tipo de alimentación del inversor. Con este último criterio, podemos distinguir entre[7]:

- Inversores alimentados por tensión (VSI): Si la tensión de entrada permanece constante.
- Inversores alimentados por corriente (CSI): Si la corriente de entrada permanece constante.
- “Variable dc linked inverter”: Si la tensión de entrada es controlable.

Con el fin de introducir el principio de funcionamiento de los inversores u onduladores autónomos, veamos a continuación un ejemplo sencillo, constituido por un inversor monofásico en configuración semipunto. El circuito y las formas de onda correspondientes se muestran a continuación.

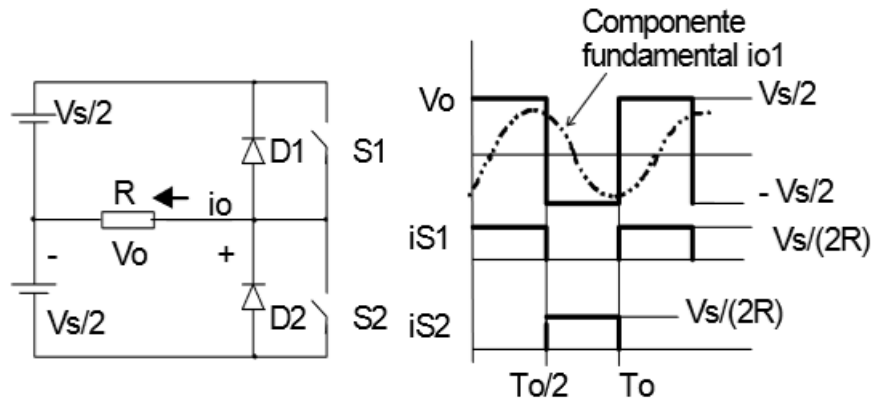


Figura 9: Esquema básico de un inversor en configuración semipunto

El principio de funcionamiento se basa en la conducción de un interruptor durante un semiperíodo, instante durante el cual se le aplica a la carga una tensión igual a $V_s/2$, junto con la imposición de una conducción alternada y no simultánea de ambos interruptores. La tensión rms a la salida puede expresarse como:

$$V_{0_RMS} = \left(\frac{2}{T_o} \cdot \int_0^{T_o/2} \frac{V_s^2}{4} dt \right)^{1/2} = \frac{V_s}{2}$$

Diferentes configuraciones de los Inversores.

Cualquier inversor puede ser constituido por uno o varios voltajes de entrada de corriente continua, que por medio de un conjunto de interruptores pueden ser conectados a una carga mono o polifásica para obtener de manera alternada semiciclos positivos y negativos en la salida. Veamos a continuación la representación de las configuraciones básicas, distinguiendo entre configuraciones monofásicas y trifásicas[7].

a) Configuraciones Monofásicas:

- Estructura tipo Push-Pull (Transformador con toma intermedia):

En la Figura 10 se describe este circuito y las formas de onda de las variables más representativas.

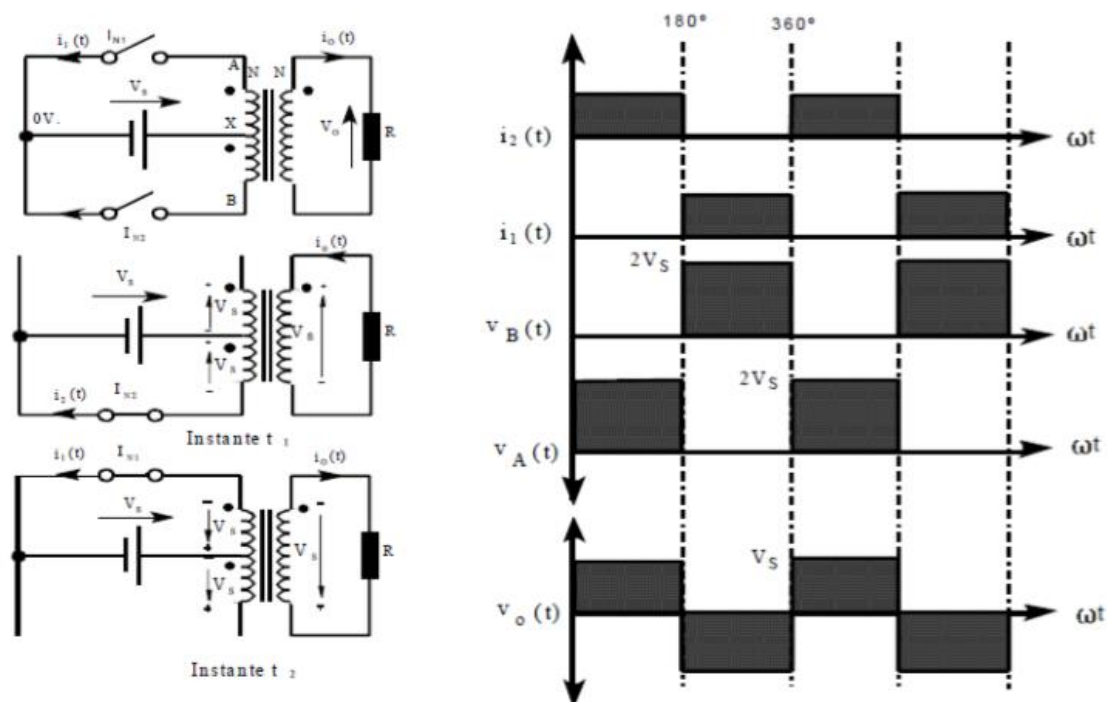


Figura 10: Circuito básico de un inversor monofásico en estructura Push-Pull

La fuente de c.c. está representada por una batería de tensión V_s . El polo positivo está permanentemente conectado a la toma media de un transformador que se considera ideal (intensidad magnetizante nula, resistencia de los devanados nula, inductancia de dispersión nula). El polo negativo de la batería, que se toma referencia de tensiones para el circuito asociado al primario, se conecta alternativamente a los extremos A y B del primario mediante los interruptores $IN1$ e $IN2$.

- Estructura tipo semi-puente.

En esta topología los interruptores soportaran V_s en lugar de $2V_s$, pero solo aplican $V_s/2$ al bobinado primario.

Durante los semiperíodos en que $Q1$ está excitado y saturado, la tensión en el extremo derecho de la carga es $+V_s/2$ respecto de la toma media de la batería, salvo caídas de tensión despreciables en el semiconductor. Durante los semiperíodos en que se excita $Q2$, la tensión en dicho extremo de la carga es $-V_s/2$. La tensión resultante en la carga es una onda cuadrada de amplitud $V_s/2$.

Esta configuración es más adecuada para tensiones altas de la fuente de C.C. que la configuración con transformador de toma media, pero tiene el inconveniente de que la tensión en la carga es sólo la mitad de la que hay en la batería.

Para realizar las ondas de intensidad de salida $I_o(t)$ se ha supuesto por simplicidad que la carga consiste en un circuito RLC que tiene una impedancia a los armónicos de la

tensión de salida de forma que absorbe una intensidad $I_0(t)$ sinusoidal pura. El ángulo de retardo ϕ de dicha intensidad respecto a la componente fundamental de $V_0(t)$ confirma la necesidad de disponer diodos en antiparalelo con los transistores que permitan la circulación de la intensidad reactiva, ver Figura 11.

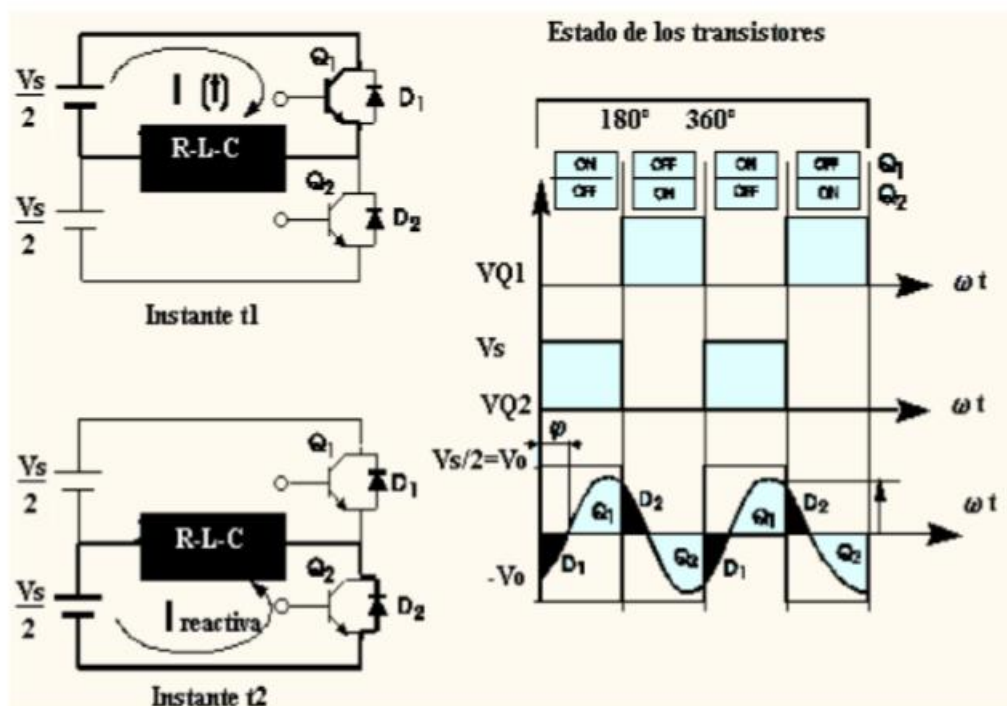


Figura 11: Circuito de un inversor en estructura semi-puente

Durante los intervalos de conducción de los diodos, la carga devuelve intensidad a la batería porque ésta absorbe intensidad por el terminal positivo de la mitad que opera en cada caso, (la intensidad tiende a circular en el mismo sentido que en el instante anterior).

El ángulo o período de conducción de los diodos coincide con el argumento ϕ de la impedancia de carga, siendo nulo para una carga con $\cos \phi = 1$ en cuyo caso podrían eliminarse los diodos. El mayor período de conducción para los diodos y menor para los transistores se da con carga reactiva pura, tanto capacitiva como inductiva $\cos \phi = 0$, ambos períodos son de 90° .

- Estructura tipo puente-completo.

En todos los inversores, si la carga es resistiva pura, la forma de onda de corriente es la misma que la de tensión. Sin embargo, cuando la carga dispone de componentes reactivas, la intensidad estará desfasada positiva o negativamente frente a la tensión. En los intervalos en donde la corriente y tensión no coincidan en signo, los interruptores se cortarán necesitando la incorporación de diodos en antiparalelo para posibilitar un conmutador bidireccional en corriente, tal como se muestra en la Figura 12.

Manteniendo excitados T1 y T4 (instante t1), el extremo X de la carga queda conectado al polo positivo de la batería y el extremo Y al polo negativo, quedando la carga sometida a la tensión V_S de la batería. Bloqueando T1 y T4 y excitando T2 y T3 (instante t3), la tensión en la carga se invierte. Haciendo esto de forma alternativa, la carga queda sometida a una tensión alterna cuadrada de amplitud igual a la tensión de la batería V_S , lo cual supone una ventaja con respecto al inversor con batería de toma media. En contrapartida, aquí se necesitan el doble de semiconductores.

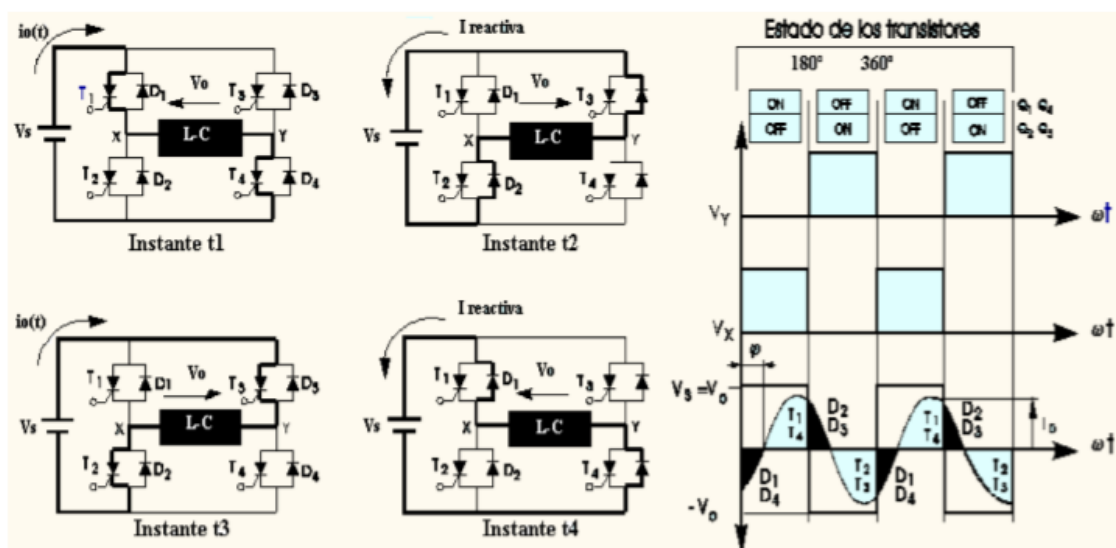


Figura 12: Circuito de un inversor con estructura puente-completo

b) Configuraciones Trifásicas:

Los símbolos para representar y diferenciar un inversor trifásico y un monofásico son[8]:

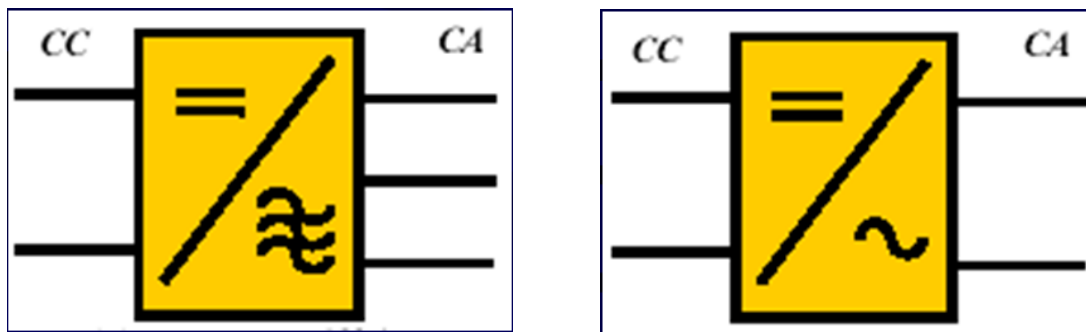


Figura 13: Símbolo inversor trifásico y símbolo inversor monofásico respectivamente

Los inversores trifásicos se utilizan en aplicaciones de mayor potencia, pudiendo estar formados por tres inversores monofásicos independientes conectados a la misma fuente (como se muestra en la Figura 14). La única exigencia será el desfase de 120° de las señales de disparo de cada inversor con respecto a los demás, para conseguir una tensión equilibrada a la salida.

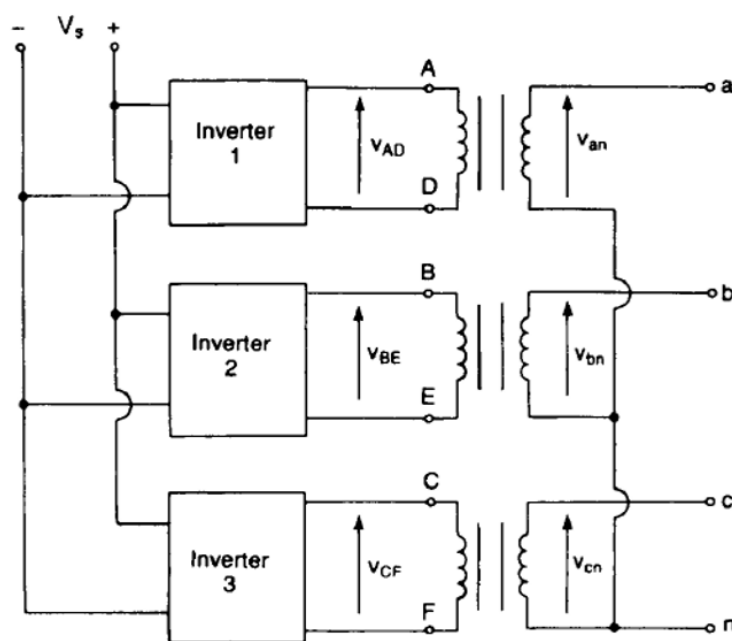


Figura 14: Esquema de un inversor trifásico a partir de tres monofásicos independientes

Las tres señales alternas que obtienen de manera independiente en cada inversor, pueden ser conectadas al primario de un transformador trifásico dejando la conexión de sus secundarios en configuración delta o estrella en función de la carga. Este montaje requiere tres transformadores monofásicos, doce transistores y doce diodos. Si las

tensiones de salida de los inversores monofásicos no están perfectamente equilibradas en magnitud y fase, la salida del sistema estará descompensada.

Se puede obtener otra configuración de inversor, en la que se reduzcan el número de semiconductores a utilizar, esta concepción se muestra en la Figura 15.

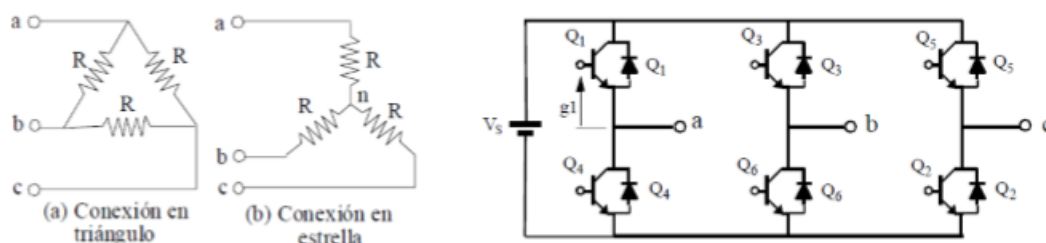


Figura 15: Circuito de un inversor trifásico

El funcionamiento de este inversor trifásico se caracteriza por dos modos de funcionamiento distintos en función del intervalo de conducción de cada interruptor:

- 180° grados de conducción: Cada interruptor conduce 180°, de forma que siempre existirán tres transistores conduciendo simultáneamente. Las terminales a, b, c, estarán o conectados al borne positivo de la batería de entrada o al terminal negativo de la misma. De la secuencia de disparo (123, 234, 345, 456, 561,...) se obtendrán 6 intervalos de funcionamientos distintos, agrupados en 3 modos como se muestra en la Figura 16:

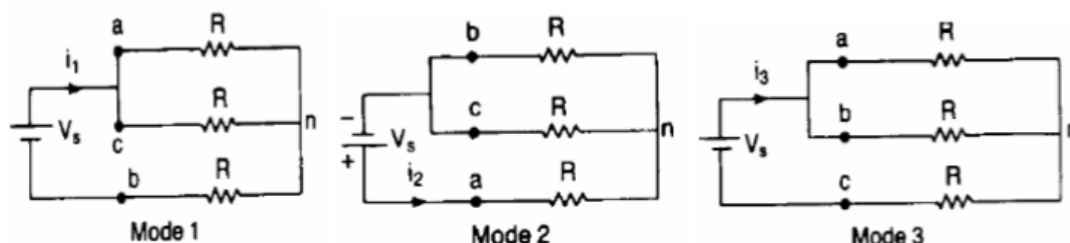


Figura 16: Tres modos de funcionamiento para 180 grados de conducción

- 120° grados de conducción: Cada interruptor conduce 120°, de forma que siempre existirán dos transistores conduciendo simultáneamente. De la secuencia de disparo (12, 23, 34, 45, 56, 61,...) se obtendrán 3 intervalos de funcionamiento distintos, en un semiciclo de la tensión de salida, como se muestra en la Figura 17:

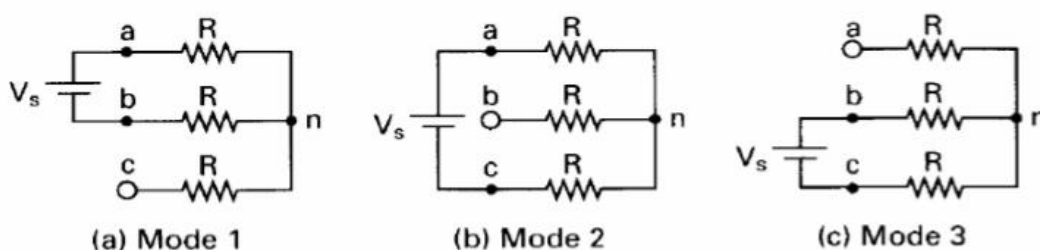


Figura 17: Tres modos de funcionamiento para 120 grados de conducción

Todos los inversores de conexión a red pueden ser clasificados como inversores string cuando son monofásicos, y como inversores centrales cuando son trifásicos.

Existen otros tipos de inversores con diferentes topologías de las ya descritas. Dentro de los inversores de conexión a red podemos encontrar inversores con transformador, que proporcionan aislamiento galvánico a la instalación y aumentan así la seguridad eléctrica. Estos inversores se pueden utilizar con cualquier tipo de módulo. Además, existen inversores sin transformador “TL” (Transformerless), que utilizan un sistema alternativo para proporcionar aislamiento galvánico y no pueden ser utilizados con módulos de capa fina. Estos inversores tienen como principal ventaja una mayor eficiencia que los inversores con transformador y un peso más reducido.

Otra característica para poder clasificar los inversores son los distintos tipos según la forma de onda a la salida.

- Onda cuadrada

La corriente continua se hace pasar a través de un transformador, primero en una dirección y luego en la otra, mediante un sistema de conmutación. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 120 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose con una frecuencia de 60 ciclos completos por segundo.

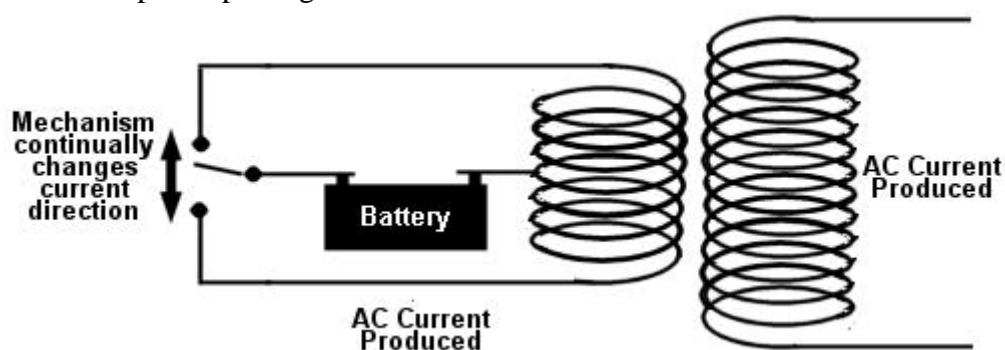


Figura 18: Circuito con una salida de forma de onda cuadrada

La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada", representada en la Figura 19 mediante color morado.

Este tipo de inversores son económicos, de baja eficiencia y producen demasiados armónicos[9].

- Onda senoidal modificada

La construcción de este tipo de inversores es un poco más compleja que los de onda cuadrada, pero mucho más simple que uno de onda senoidal completa.

Un inversor de onda senoidal modificada muestra ciertas pausas antes del cambio de fase de la onda y al contrario que los inversores de onda cuadrada, no

cambia de forma abrupta de positivo a negativo sino que como podemos ver en la Figura 19 de color azul hace escalones y no pasa directamente de positivo a negativo. Tampoco es un cambio tan suave como el de un inversor de onda senoidal pura.

Son más sofisticados y caros que los de onda cuadrada y utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso. El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima.

El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada.

Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia.

- Onda senoidal pura

Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura, se muestra de color negro en la Figura 19 junto a los otros tipos. La incorporación de microprocesadores permite el acceso a funciones de: telecontrol, medición de energía consumida, selección de batería.

Las eficiencias típicas son de más del 90%.

El costo es mayor que el de los inversores de onda cuadrada o cuasi-senoidal (senoidal modificada).

Sólo algunos motores de inducción y aparatos de control ó equipo médico requieren una forma de onda senoidal pura que es más fiable pero más caros por eso para otro tipo de carga es preferible utilizar inversores menos caros pero eficientes.

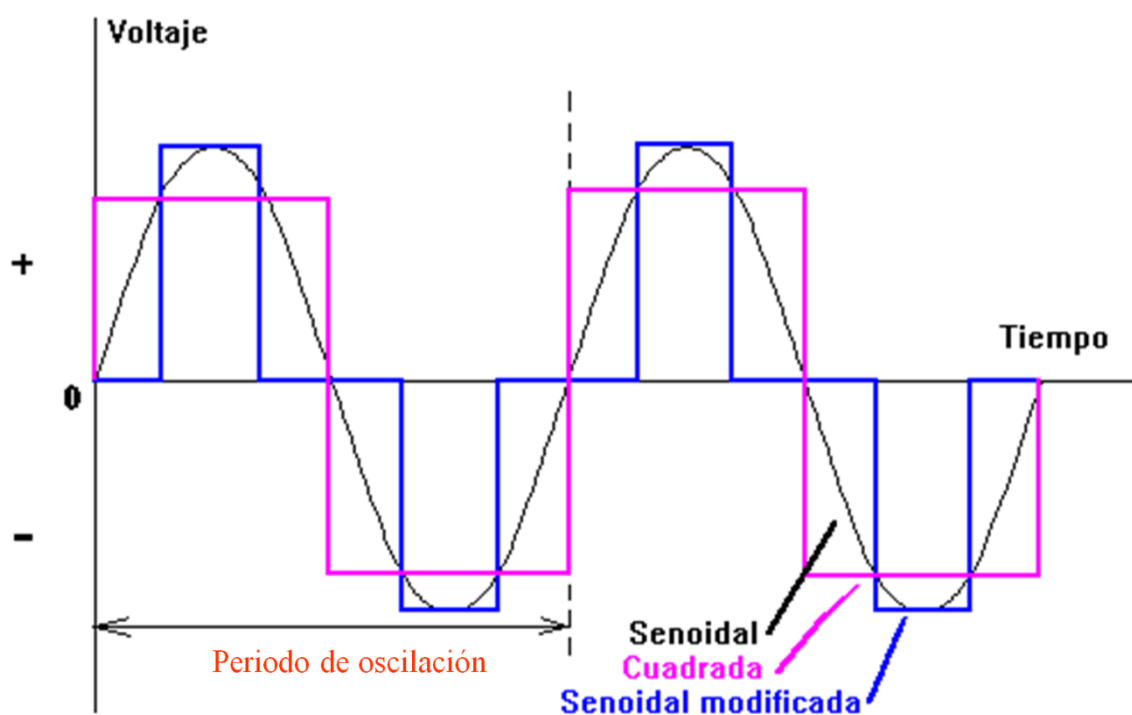


Figura 19: Diferentes formas de onda en corriente alterna

Para finalizar las múltiples formas de clasificar los inversores falta por añadir dos grandes grupos:

- Inversores conmutados de línea

Son inversores que usan interruptores tiristores, capaces de controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción, precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa

- Inversores autoconmutados

Son los más utilizados en instalaciones con aplicaciones de energía distribuida a red, ya que cumplen las especificaciones técnicas establecidas por las compañías eléctricas. Están basados en el uso de transistores IGBT y MOSFET, con el uso de dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de los transistores. Estos inversores usan la modulación de ancho de pulso PWM, e incluyen transformación de línea o de alta frecuencia, pudiendo controlar libremente la forma de onda de la tensión y la corriente en la parte de alterna, ajustan el factor de potencia y reducen la corriente armónica, siendo además resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Los inversores auto conmutados se subdividen en inversores en fuente de corriente CSI y en inversores en fuente de tensión VSI que ya he nombrado al principio de este punto.

III. INTRODUCCIÓN A LA ENTSO-E

3.1 Historia de la ENTSO-E

El 27 de Junio de 2008, 36 TSO europeos se reunieron en Praga para firmar una declaración de intenciones para crear la ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity, es decir, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad). Pero no sería en esa reunión donde se fundó la ENTSO-E sino unos meses más tarde, el 19 de Diciembre de 2008, en Bruselas con la participación de 42 TSO que dividieron el territorio en cinco asociaciones regionales (ver Figura 20) de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad: ATSOI, UKTSOA, NORDEL, UCTE y BALTSO. La ENTSO-E comenzó a ser operacional el 1 de Julio de 2009. Las asociaciones que la formaron continuaron ofreciendo datos de sus procedimientos para el interés público y sus actividades fueron transferidas al organismo ENTSO-E. ETSO era una asociación internacional compuesta por 15 países de la Unión Europea más Noruega y Suiza fundada por la ATSOI, UKTSOA, NORDEL y UCTE, por eso no se muestra en la figura como tal[10].

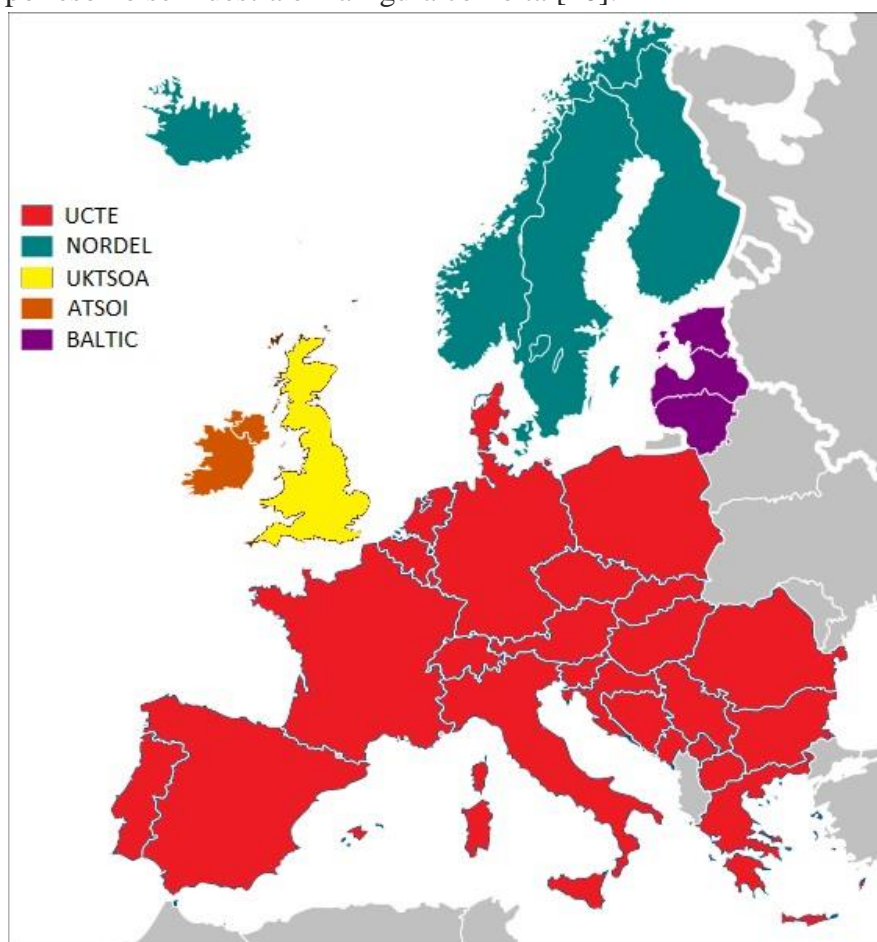


Figura 20: Las seis asociaciones regionales de la ENTSO-E

La creación de la ENTSO-E se inició con la adopción del tercer paquete legislativo de la Unión Europea sobre los mercados del gas y la electricidad. En 2003, la Comisión Europea solicitó información referente a la competencia en el mercado eléctrico de seis países europeos. Una vez examinados los datos obtenidos, el informe final estableció serios problemas a ser resueltos. Se advirtió que la integración entre los mercados de los estados miembros era todavía insuficiente. Además, también se evaluó la ausencia de transparencia disponible sobre la información de los mercados. Como resultado, el tercer paquete legislativo sobre los mercados de gas y electricidad en la UE fue adoptado por la Comisión Europea en Septiembre de 2007.

3.2 Objetivos de la ENTSO-E

Los principales objetivos de la ENTSO-E se centran en la integración de fuentes de energías renovables (RES, renewable energy sources en inglés) como la energía eólica o solar dentro del sistema de potencia, y la finalización de un mercado energético interno (IEM, internal energy market), el cual está centrado en acercar la política energética de la Unión Europea con los objetivos de ser asequible, sostenible y segura de proveer.

ENTSOE contribuye a conseguir estos objetivos por medio principalmente de[10]:

- Escribir borradores de códigos de red.
- Creación de un plan de red paneuropeo.
- Cooperación técnica entre los TSOs.
- Publicación de informes en verano y en invierno de la electricidad generada.
- Coordinación en planes de investigación y desarrollo.

ENTSO-E busca ser el centro para todas las cuestiones técnicas, mercantiles y políticas relacionadas con los TSOs y la red Europea, sirviendo como interconexión con los usuarios de sistemas de potencia, instituciones, reguladores y gobiernos nacionales de la Unión Europea.

Con todas estas premisas, ENTSO-E está ayudando a construir el mercado más grande de electricidad, los beneficios no sólo se aplicarán a todos los involucrados en el sector energético sino también por toda la economía de Europa, hoy y en el futuro.

ENTSO-E está enteramente financiada por las cuotas de afiliación pagadas a la asociación por ser miembro. ENTSO-E es una asociación establecida de acuerdo a la ley belga.

Los borradores de código de red hechos por la ENTSO-E son escritos con el consejo de la Agencia para la Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators), para facilitar la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico Europeo.

3.3 Estructura regional y sistema de desarrollo de la ENTSO-E

La ENTSO-E se divide en cinco grupos regionales, que derivan de la situación histórica de las asociaciones que la formaron. Podemos ver el mapa de estos grupos en la actualidad en el capítulo 5, Figura 23[10].

Europa Continental

El grupo regional de la Europa Continental incluye a los miembros de la Unión por la Coordinación de Transmisión de Electricidad (UCTE). La UCTE fue fundada en 1951 por compañías de Suiza, Francia y Alemania que ya trabajaban juntas. Con el paso del tiempo, la gran mayoría de los TSOs del continente Europeo se unieron a la asociación. En 1999, la UCTE se redefinió como una asociación de TSOs. Antes de fundirse con la ENTSO-E, la UCTE estaba representada por 29 TSOs de 24 países que operaban en la red síncrona de la Europa Continental.

Irlanda

La región de Irlanda consiste en el EirGrid y el Sistema Operador en Irlanda del Norte (SONI), los miembros formales de la Asociación de los Gestores de Red de Transporte (ATSOI).

Reino Unido

La región de Reino Unido consiste en todos los gestores de red de transporte de Reino Unido miembros de la Asociación de Gestores de Red de Transporte de Reino Unido (UKTSOA).

Países Nórdicos

La región Nórdica está formada por Finlandia, Suecia, Noruega y el este de Dinamarca, los miembros de la NORDEL. NORDEL fue fundada en 1963 para la cooperación entre los TSOs de Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia para un mayor desarrollo armonizado del mercado eléctrico Nórdico.

Báltico

La región Báltica está formada por Estonia, Letonia y Lituania. Antes de la creación de ENTSO-E, los gestores de red de transporte (TSOs) bálticos eran miembros de la Asociación de Gestores de Red de Transporte Bálticos (BALTSO) que fue fundada el 30 de Marzo del año 2006.

Un mercado eléctrico Europeo abierto necesita de un considerable tráfico de datos entre todos los mercados participantes con el fin de mejorar la coordinación entre los diferentes sistemas entre países. Uno de los puntos cruciales es la frecuencia de operación de la red Europea que está definida en 50 Hertz.

Según la generación de electricidad y el consumo difieren, la potencia transmitida a la red debe estar equilibrada. No importa los cambios en la frecuencia que puedan ocurrir si la demanda excede la producción. En caso de inyectar mucha potencia la frecuencia crecerá mientras que en el caso de mucha demanda decrecerá. La principal tarea es mantener las frecuencias de las 5 áreas síncronas equilibradas alrededor de 50 Hertz para asegurar una fuente de alimentación segura.

La ENTSO-E publica una declaración de desarrollo de la red a diez años, el cual velará por la fiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en Europa. El comité introducirá reglas técnicas y normas relacionadas con la planificación de los gestores de red de transporte y nuevos conceptos técnicos con sus respectivas actividades de investigación y desarrollo. Además se centrará en facilitar el intercambio de información sobre una gestión eficiente de los activos, la tecnología y la infraestructura crítica para la protección entre los miembros. Con el fin de completar sus responsabilidades y tareas, el comité investigará y desarrollará estrategias, esbozar estudios del sistema y recopilar información relevante para desarrollar el sistema.

IV. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN PARA INVERSORES

La normativa fotovoltaica se refiere al conjunto de normas, de carácter voluntario, que son redactadas por asociaciones privadas, sin ánimo de lucro.

La normativa fotovoltaica está asociada internacionalmente, básicamente, a la IEC (International Electrotechnical Commission) y a CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique), sólo a nivel europeo. Asimismo, en Estados Unidos también la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

En España, las normas CENELEC (EN) tienen que ser traducidas al español y publicadas, como normas AENOR (normas UNE-EN).

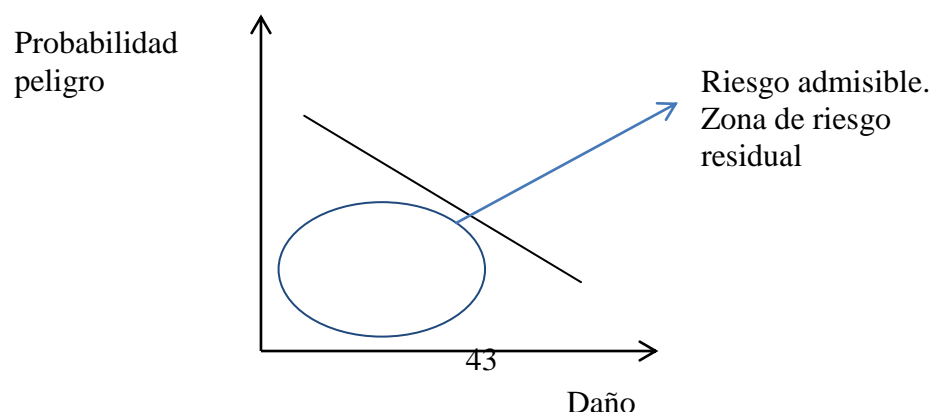
Para que un modelo de inversor pueda ser usado en un determinado país sin riesgos debe pasar por una certificación previa en base a unos ensayos que cada norma exige. Las entidades de certificación siguen la ISO 17065[12] y los laboratorios de ensayo siguen la ISO 17025 [13] que son normas de calidad para el certificado de los ensayos y la realización de los mismos respectivamente.

Para este proyecto me centraré sólo en la parte de ensayos que se dividen en tres grandes bloques: Seguridad, Funcionalidad y Compatibilidad Electromagnética (CEM o EMC en inglés).

4.1 Seguridad

La norma más importante y que a partir de Junio de este año será obligatoria para cada inversor es la IEC 62109 (UNE-EN 62109 si está traducida al español). La norma IEC 62109 se divide en la 62109-1[14], que trata sobre los requisitos generales y es la más extensa de las dos, y la 62109-2 [15] que expone los requisitos particulares para inversores.

Las normas de seguridad analizan peligros y evalúan riesgos. Riesgo es la relación entre la probabilidad de un peligro y su daño mientras que peligro es aquello que podría hacernos daño.



Entre los peligros que analizan están del tipo:

- a) Eléctrico (contra sobretensiones, sobreintensidades, contacto directo, cortocircuitos, distancias...)
- b) mecánico (aplastamiento, atrapamiento, cortes...)
- c) Fuego
- d) Térmico (quemaduras)
- e) Químico (algunas baterías o componentes)
- f) Radiaciones (emisiones en baja frecuencia, ópticas, ionizante y sonoras)

4.2 Funcionalidad o conexión a red

Sobre este tipo de normas gira la parte práctica de este proyecto. Este tipo de ensayos busca comprobar el correcto funcionamiento del inversor ante circunstancias anómalas en la red o producidas por el propio inversor. Entre los test habituales de este tipo de normas están:

- a) Inversor trabajando dentro de los rangos de frecuencia y tensión aceptables.
- b) Reconexión a la red. El inversor sale de los rangos aceptados por la norma, el inversor se desconecta de la red y al volver el inversor a trabajar en dichos rangos tiene que reconectarse a la red después de un tiempo determinado.
- c) Huecos de tensión: por diversas causas el buen funcionamiento de la red se ve afectado en un corto periodo tiempo (segundos o décimas de segundo) y la tensión cae. El inversor debe aguantar y no desconectar durante ese corto periodo de tiempo.
- d) Armónicos y flickers: ver el nivel de armónicos y flickers que se inyectan a la red y comprobar que no pasa de los límites establecidos por cada norma.
- e) Ensayo de isla: cuando el inversor se queda aislado o “en isla”, es decir cuando no hay una red a la que inyectar potencia porque por ejemplo están haciendo trabajos de mantenimiento, el inversor debe detectar esta situación y dejar de inyectar potencia.

Las exigencias de conexión a red varían según el país. Con ENTSO-E se pretende unificar en lo posible esas exigencias para una mejor capacidad de transferencia de energía y tener puntos en común entre redes de distintos países. Como se puede ver en la Figura 21, en amarillo están los que exportan más energía de la que importan y en azul los que importan más energía que exportan. En verde son los países con balance neto entre importación y exportación. La ENTSO-E busca mejorar el mercado eléctrico europeo y ayudar a mejorar a cada gestor de red de cada país.



Figura 21: Mapa de flujo de energía eléctrica en Europa

4.3 Compatibilidad Electromagnética

Más conocido por las siglas EMC (CEM en español), muy similar a las pruebas de radiación de seguridad pero más estrictas en cuanto a niveles de frecuencia. La norma más utilizada es la EN 61000-6 que se divide en cuatro partes:

- a) EN 61000-6-1[17]: Inmunidad en entornos residenciales, comerciales y de industria ligera.
- b) EN 61000-6-2[17]: Inmunidad en entornos industriales.
- c) EN 61000-6-3[18]: Norma de emisión en entornos residenciales, comerciales y de industria ligera.
- d) EN 61000-6-4[19]: Norma de emisión en entornos industriales.

Lo habitual es que si se pide que cumplan requisitos de compatibilidad electromagnética que sean la EN 61000-6-2 y la EN 61000-6-3 que son las más restrictivas cada una en su campo (emisión o inmunidad).

Los ensayos típicos de inmunidad son: descargas electrostáticas (ESD), inmunidad radiada (IR), transitorios rápidos en ráfagas (BURST), ondas de choque (SURGE), RF en modo común y campo magnético.

Entre los ensayos típicos de emisión están: emisión radiada, emisión conducida continua, armónicos y flickers. Estos dos últimos los estamos viendo como algo habitual en las normas de conexión a red.

Un aspecto esencial a la hora de llevar a cabo cualquier proyecto de instalación fotovoltaica de conexión a red, es la de conocer la legislación fotovoltaica que esté vigente en aquel momento.

En España, la legislación debe de atenerse a las siguientes legislaciones o niveles: europea (Directivas), nacional (Leyes, Reales Decretos...), Comunidades Autónomas, Municipales y Reglamentos de Red Eléctrica Española y de las compañías de distribución.

Por otra parte, cuando no exista disposición normativa de obligado cumplimiento aplicable, se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas
- b) Normas UNE
- c) Recomendaciones de la Comisión Europea
- d) Códigos de buenas prácticas
- e) El Estado actual de la Técnica

A continuación expongo la legislación fotovoltaica actualizada:

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto 1544/2011 sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos
- Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.
- Real Decreto 413/2014, de 5 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En España hay dos tipos de instalaciones de autoconsumo fotovoltaicas:

1. Autoconsumo instantáneo (sistemas asistidos)

Consiste en la generación de energía eléctrica por si mismo y consumiéndolo al mismo tiempo, no inyectando a la red. De esta forma, el inversor fotovoltaico regula su potencia a la demanda real sin conexión a la red. Esta forma de generación de electricidad se está incrementando significativamente a pesar de las leyes en algunos países, como España, porque es precisamente esta forma de electricidad la que hace posible para las autoridades de las instalaciones generadoras como en cualquier tipo de instalación eléctrica. Esto simplifica y reduce el coste.

De acuerdo con la legislación actual, en España, las instalaciones fotovoltaicas deben cumplir con estos tres requisitos:

- No debe inyectar electricidad a las líneas de distribución (esto se puede evitar con un gestor energético).
- Se debe cumplir con las regulaciones Europeas del anti-isla.
- Los equipos deben cumplir con las Directivas Europeas

El proceso actual para la legislación con la administración, para este tipo de instalaciones, es la siguiente:

- Procedimiento normal: aplicando en el Real Decreto 1699/2011, del 18 de Noviembre de 2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Entonces, es aplicable requerido para las instalaciones en Régimen Especial. Este procedimiento, en cambio, es algo tedioso. El gobierno español aprobará un nuevo procedimiento y condiciones técnicas para este tipos de instalaciones (desarrollando la Ley 24/2013). Además, este tipo de instalaciones tendrán que ser registradas cuando el registro de instalaciones de autoconsumo sea aprobado y regulado.
- Procedimiento simplificado: por el momento, sólo es aplicable este procedimiento en algunas Comunidades Autónomas (Aragón, País Vasco, Cataluña, Madrid, La Rioja y Navarra), a través de las Delegaciones de Industrial. El Ministerio de Industria de aquellas Comunidades Autónomas aceptan este procedimiento bajo la interpretación de la Instrucción Técnica ITC 40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Así, el procedimiento normal no es aplicable. En el futuro, ese tipo de instalaciones, tendrán que ser registradas cuando el registro de instalaciones de autoconsumo sea aprobado y regulado.
- En este tipo de instalaciones (aplicando el procedimiento simplificado), se puede incluir algún tipo de almacenamiento eléctrico.

2. Autoconsumo aislado

Consiste en el consumo y almacenamiento de la energía procedente del generador fotovoltaico. No es necesario registrar la instalación.

Para finalizar este apartado de legislación incluyo a continuación la legislación española en cuanto a Huecos de tensión.

Es de obligación el cumplimiento para las instalaciones eólicas y para las instalaciones fotovoltaicas con potencia superior a 2 MW, regirse bajo el P.O. 12.3

Se aplican los siguientes Reales Decretos y circulares:

- RD 1565/2010 Artículo Primero apto. 5
- RD 1565/2010 Artículo Primero apto. 15
- RD 1565/2010 Artículo Primero apto. 16 y RD 1544/2011
- Circular 3/2011 Disposición adicional segunda.



V. INFORMACIÓN DE LOS ENSAYOS

Alcance del código ENTSO-E

Tres puntos principales:

1. Los requerimientos fijados por este código de red deben aplicarse a los nuevos módulos generadores de potencia en un estado miembro de la UE, los cuales cumplen las propuestas de este código de red a no ser que se diga lo contrario en el mismo.
2. Los requerimientos fijados por este código de red deben aplicarse a los ya existentes módulos generadores de potencia en un estado miembro conforme a este código de red.
3. Los módulos generadores de potencia incluidos como importantes para el alcance de este código de red están clasificados en los siguientes tipos:

-Un módulo generador de potencia es del Tipo A si su punto de conexión está por debajo de 110kV y si su máxima capacidad es de 0,8 kW o más. Las exigencias aplicables a los módulos de generación de potencia Tipo A son las exigencias más básicas que se requieren para asegurar la capacidad de generación en los rangos de operación con respuesta automática limitada y un mínimo sistema de control de la generación. Deben de asegurarse que no hay una amplia pérdida de generación sobre los rangos de funcionamiento del sistema, minimizando los eventos críticos.

-Un módulo generador de potencia es del Tipo B si su punto de conexión está por debajo de 110kV y su máxima capacidad es igual o superior al límite definido por cada uno de los TSO respetando lo escrito en el artículo 4(3)* del código. Este límite no debe ser mayor que el límite para módulos generadores de potencia del Tipo B de acuerdo con la Tabla 1 de la norma, Figura 22.

-Un módulo generador de potencia es del Tipo C si su punto de conexión está por debajo de 110kV y su máxima capacidad es igual o superior al límite definido por cada uno de los TSO respetando lo escrito en el artículo 4(3)*. Este límite no debe ser mayor que el límite para módulos generadores de potencia del Tipo C de acuerdo con la Tabla 1 de la norma, Figura 22.

- Un módulo generador de potencia es del Tipo D si su punto de conexión es de 110kV o superior. Un módulo síncrono de generación de potencia es del Tipo D también si su punto de conexión es menor a 110kV y su máxima capacidad es igual o superior al límite fijado por cada TSO respetando lo escrito en el artículo 4(3)*.

* El artículo 4(3) del código ENTSO-E establece que los términos y las condiciones de conexión y accesibilidad a la red debe estar establecido por las autoridades nacionales o por los estados miembros de acuerdo con las correspondientes leyes.

** Tabla 1 de la norma:

Zona	Máxima capacidad para un módulo generador de potencia del tipo B (MW)	Máxima capacidad para un módulo generador de potencia del tipo C (MW)	Máxima capacidad para un módulo generador de potencia del tipo D (MW)
Europa continental	1	50	75
Nórdica	1,5	10	30
Gran Bretaña	1	10	30
Irlanda	0,1	5	10
Báltico	0,5	10	15

Figura 22: Tabla máxima potencia para un módulo generador por zona de la ENTSO-E

Requerimientos generales para un módulo generador de potencia del Tipo C

1. En referencia a rangos de frecuencia:

-Un módulo de generación de potencia deber ser capaz de permanecer conectado a la red y operar en los rangos de frecuencia y periodos especificados en la Figura 24.

-Respetando lo estipulado en el artículo 4(3), rangos de frecuencia más amplios y mínimos tiempos por operación más largos pueden ser acordados entre el coordinador de la red de operación con el TSO y el poseedor del complejo de generación de potencia para asegurar el mejor uso de las capacidades de un módulo de generación de potencia para preservar o restablecer la seguridad del sistema. Mismo criterio para los tiempos de desconexión.

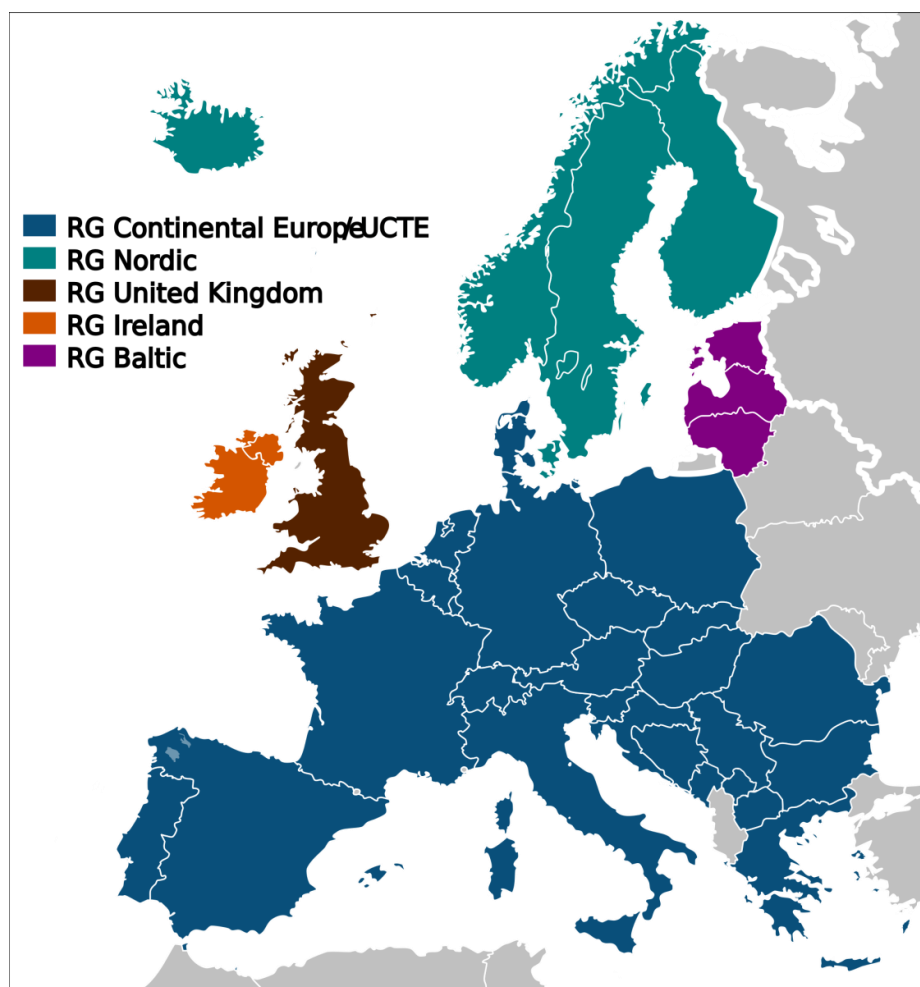


Figura 23: Distribución zonas ENTSO-E

Área síncrona	Rango de frecuencia	Tiempo mínimo de funcionamiento
Europa Continental	47,5 Hz-48,5 Hz	Definido por cada TSO pero no menos de 30 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Definido por cada TSO pero no menos que el periodo de 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutos
Países Nórdicos	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Definido por cada TSO pero no menos de 30 minutos
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutos
Gran Bretaña	47,0 Hz-47,5 Hz	20 segundos
	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Definido por cada TSO pero no menos de 90 minutos
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutos
	51,5 Hz-52,0 Hz	15 minutos
Irlanda	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Definido por cada TSO pero no menos de 90 minutos
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutos
Báltico	47,5 Hz-48,5 Hz	Definido por cada TSO pero no menos de 30 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Definido por cada TSO pero no menos que el periodo de 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutos

Figura 24: Tabla de rangos de frecuencia según ENTSO-E dependiendo de la zona

2. Un módulo generador de potencia debe ser capaz de estar conectado a la red y operando en los límites de cambio de frecuencia para un valor definido por el TSO correspondiente cumpliendo las cláusulas del artículo 4(3). Y no por las de la protección contra el ensayo de isla. Este intervalo de cambio de frecuencias para el ensayo de isla estará definido por el responsable operador de red en coordinación con el responsable TSO.
3. En referencia con los rangos de frecuencia permitidos debemos aplicar en sobrefrecuencia lo siguiente:
 - El módulo generador de potencia debe ser capaz de activar la cláusula de respuesta de frecuencia de potencia activa con lo que se muestra en la Figura 25. A un límite de frecuencia entre 50.2 Hz y 50.5 Hz debe tener una caída de un 2-12% de la potencia activa.

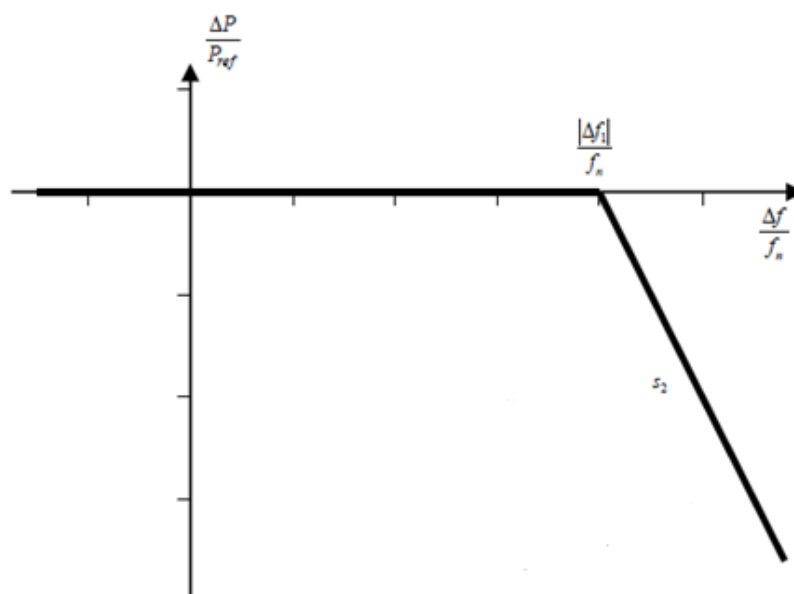


Figura 25: Cambio de frecuencias por sobrefrecuencia provoca un cambio negativo de potencia activa

4. El módulo generador de potencia debe ser capaz de mantener constante la salida a su valor objetivo de potencia activa sin importar los cambios de frecuencia, salvo que la salida deba seguir los cambios definidos en cualquiera de los puntos 3, 5, 8 y 9 donde sea aplicable.
5. La reducción admisible de potencia activa a partir de una salida máxima con frecuencias que caen en los bordes tal y como se describe en la siguiente imagen:

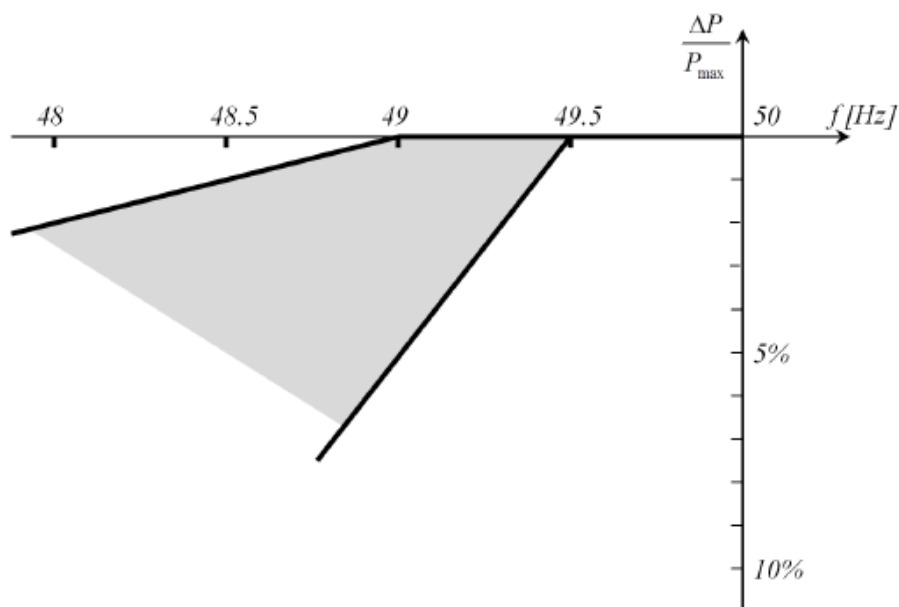


Figura 26: Reducción de potencia activa con frecuencia cayendo por límite inferior de frecuencia

-Por debajo de los 49 Hz la tasa de reducción es del 2% de la capacidad máxima a 50 Hz por cada Hz de caída.

-Por debajo de los 49.5 Hz la tasa de reducción es del 10% de la capacidad máxima a 50 Hz por cada Hz de caída.

6. El TSO que proceda deberá definir respetando las cláusulas del Artículo 4(3) las condiciones sobre las que el módulo generador de potencia deberá de ser capaz de conectarse automáticamente a la red. Entre esas condiciones deben aparecer:
 - Rangos de frecuencia con la reconexión y su correspondiente tiempo de reconexión.
 - Máximo gradiente admisible de crecimiento de la potencia activa a la salida.

La reconexión automática está permitida salvo que el operador de red responsable en coordinación con el TSO correspondiente determinen que no.

7. En referencia a la capacidad frente a faltas de los módulos generadores de potencia:
 - Cada TSO debe definir un tiempo de acuerdo a la Figura 27 en el punto de conexión en donde el módulo generador de potencia debe ser capaz de seguir conectado a la red en operación estable después de una anomalía en el sistema de potencia producido por una falta en la red.

- Esta relación tensión-tiempo debe estar expresada de acuerdo a un límite inferior. Este límite inferior es definido por el TSO usando los parámetros de la Figura 27 y de acuerdo a la Figura 28 mostrada en la siguiente página de este informe
- Cada TSO debe definir y hacer públicamente disponible, respetando lo estipulado en el Artículo 4(3), las condiciones para calcular la capacidad de corto circuito mínima de pre-falta y post-falta en el punto de conexión (en MVA) y las condiciones de pre-falta en potencia reactiva y activa del módulo generador de potencia en el punto de conexión además de su tensión en dicho punto.

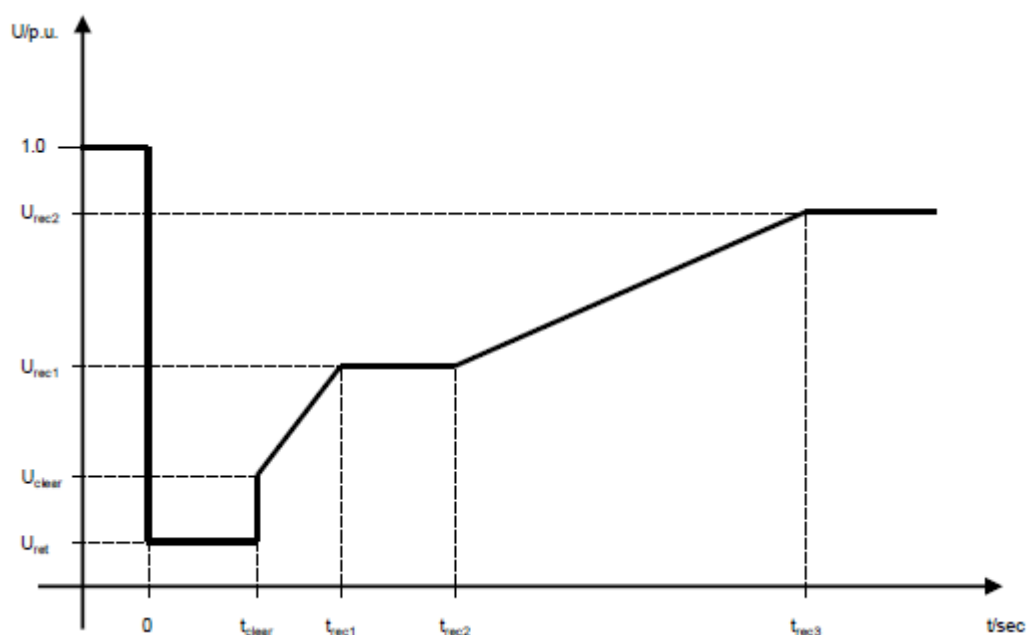


Figura 27: Nivel de tensión de las faltas y su duración

Valores de tensión (p.u.)		Tiempos (s)	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1}-0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 y $\geq U_{clear}$	t_{rec3}	$t_{rec2}-1,5$

Figura 28: Tabla de rangos de tensión y duración de las faltas

- El módulo generador de potencia debe ser capaz de mantenerse conectado a la red en operación continua cuando aparecen las condiciones de pre-falta y post-falta citadas anteriormente y estamos por encima del límite inferior marcado en los puntos anteriores.
- Respetando los marcos de funcionamiento expuestos recientemente, la protección por subtensión (ya sea por una falta o por la mínima tensión a la que el inversor puede funcionar definida por el punto de conexión) debe ser fijada por el propietario de la empresa generadora de potencia al valor más amplio posible dentro de la capacidad del módulo generador de potencia.
- Faltas asimétricas deben estar definidas por cada TSO respetando las cláusulas del Artículo 4(3).

8. Complementando al punto 3, el módulo generador de potencia debe ser capaz de activar sus protecciones, de acuerdo a la Figura 29, por un cambio de frecuencia en sus rangos incluyendo 49,8 Hz y 49,5 Hz con una rampa de un 2-12 %. Durante este modo de funcionamiento el módulo generador de potencia debe ser capaz de inyectar potencia.

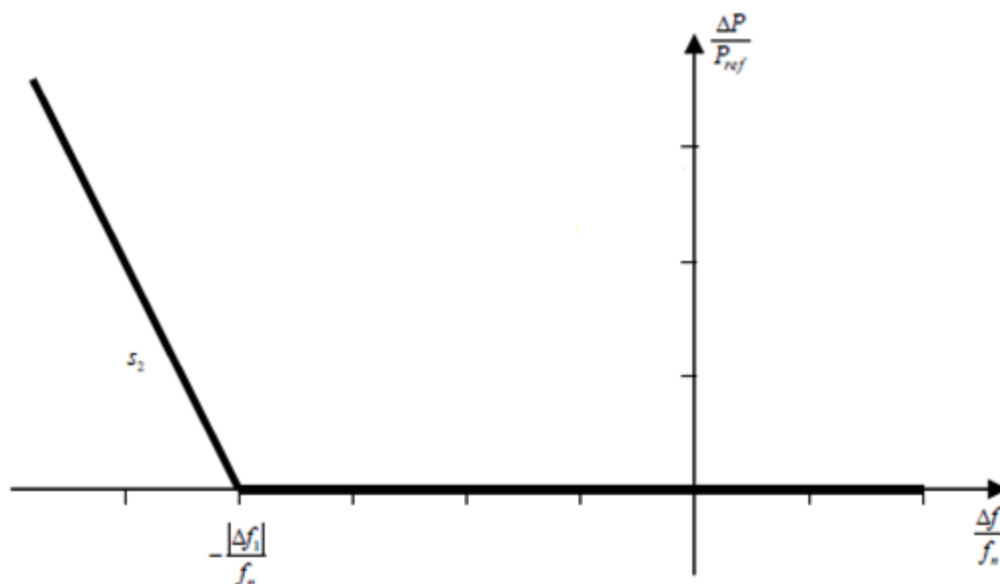


Figura 29: Capacidad de respuesta por subfrecuencia con potencia activa

9. Añadiendo al anterior punto se debe cumplir además que al operar en Modo de Frecuencia Sensible (FSM) cumpla:
- El módulo generador de potencia debe ser capaz de da potencia activa de acuerdo a la figura 5 y en concordancia con los parámetros especificados en la tabla 4.
 - En caso de sobrefrecuencia la respuesta por frecuencia de potencia activa está limitada por el minimo nivel regulador.
 - En caso de subfrecuencia la respuesta por frecuencia de potencia activa está limitada por la máxima capacidad. La actual respuesta por frecuencia de potencia activada entregada depende cómo se opera y las condiciones ambiente del módulo generador de potencia.

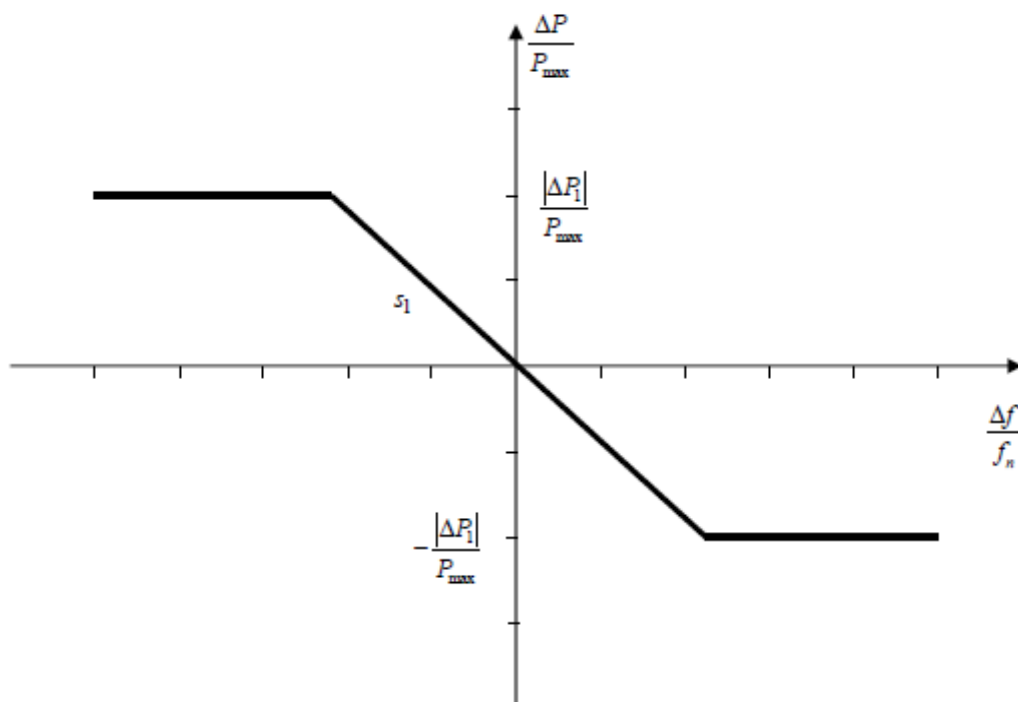


Figura 30: Capacidad de respuesta por frecuencia con potencia activa en FSM y mostrando el caso de zona muerta

Parámetros		Rangos
Rango de potencia activa en relación con la máxima capacidad $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		1,5 - 10 %
Respuesta de frecuencia por insensibilidad	$ \Delta f_i $	10 - 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Respuesta de frecuencia en la zona neutra		0 – 500 mHz
Pendiente de la rampa		2 – 12 %

Figura 31: Tabla de repuestas en frecuencia con potencia activa en FSM

- Como resultado de un escalón de frecuencia, el módulo generador de potencia debe ser capaz de activar la respuesta por frecuencia a potencia activa nominal al valor o por encima del valor mostrado en la figura 6 en concordancia con los parámetros especificados por cada TSO (buscando evitar oscilaciones en potencia activa en el módulo generador de potencia) dentro de los límites establecidos en la tabla 5.

Parámetros	Rangos o valores
Rango de potencia activa en relación con la máxima capacidad $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5-10%
Máximo retardo admisible t_1 excepto si es justificado por generadores sin efecto de inercia (sin alternadores)	2 segundos
Máximo retardo admisible t_1 excepto si es justificado por generadores sin efecto de inercia (sin alternadores)	Especificado por el TSO relevante y cumpliendo el artículo 4(3)
Máximo tiempo de activación t_2 , salvo que el TSO relevante admita un tiempo mayor debido a razones de estabilidad	30 segundos

Figura 32: Tabla de respuestas por frecuencia con un retardo t_1 y un tiempo de activación t_2

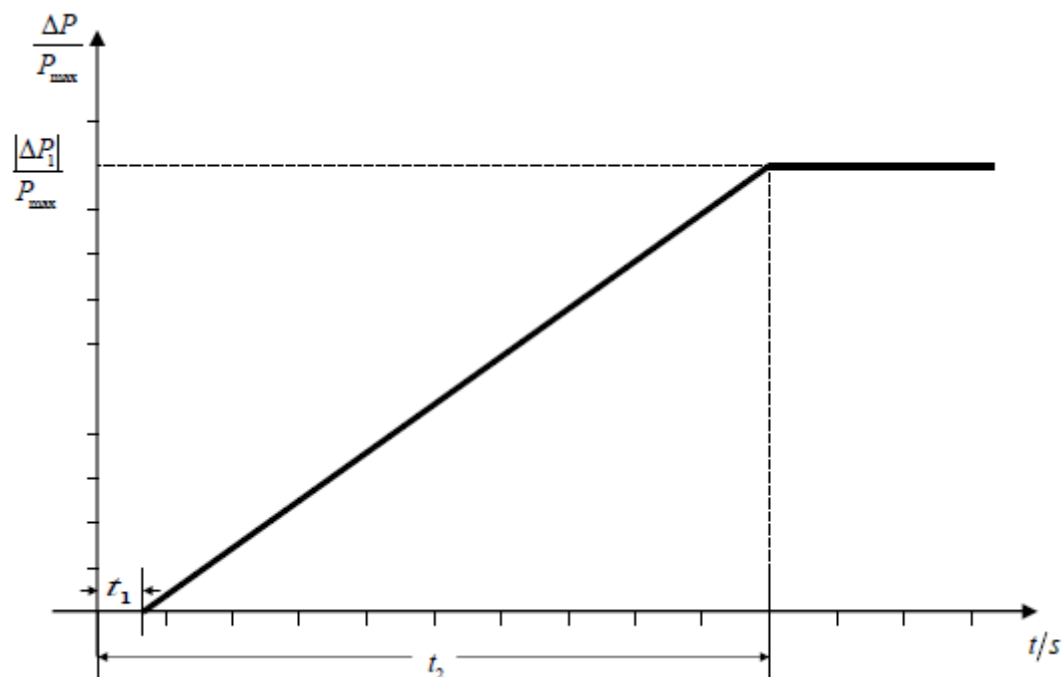


Figura 33: Capacidad de respuesta por frecuencia con un retardo t_1 y un tiempo de activación t_2

10. Mientras continúe la desviación de frecuencia, el control de la potencia activa no debe tener ningún impacto en la respuesta de frecuencia de acuerdo a los límites establecidos en el punto 11.
11. En relación a la protección por isla:
 - La capacidad de tomar parte en una operación por isla, si es requerida por el operador responsable de la red en coordinación con el TSO responsable mientras se cumplen las cláusulas del artículo 4(3), debe ser posible dentro de los límites de frecuencia definidos en el punto 1 y los límites de tensión.
 - Si es requerido, el módulo generador de potencia debe poder operar en FSM durante la protección por isla, tal y como está definido en el punto 8. En el caso de una subida de potencia, debe ser posible reducir la salida de potencia activa del módulo generador de potencia de su punto de operación inicial a otro nuevo punto dentro del diagrama de capacidad P-Q y al que sea posible llegar. Debe ser posible alcanzar al menos una reducción de la potencia activa de salida al 55% de la capacidad máxima.

12. En relación a la capacidad de una resincronización rápida:

- Es requerida una rápida capacidad de resincronización en caso que el módulo generador de potencia se desconecte de la red con la protección adecuada.
- El módulo generador de potencia cuyo mínimo tiempo de resincronización después de una desconexión de cualquier fuente externa de potencia supere los 15 minutos debe ser diseñado para desconectar de todos los puntos de operación en su Diagrama P-Q.



VI. EXPOSICIÓN DE LOS ENSAYOS Y SUS RESULTADOS

Una vez visto en el anterior capítulo los requerimientos generales para un módulo generador de potencia del Tipo C según el código ENTSO-E expongo los resultados de los mismos. A continuación podemos encontrar gráficas hechas a partir de los datos tomados con el osciloscopio DL850 de Yokogawa y capturas de pantalla del mismo con lo que se podrá tener una mayor visión de los resultados.

Antes de comenzar debo dar una explicación de por qué no se han podido realizar todos los ensayos que pide el código ENTSO-E.

El inversor de la universidad viene con una configuración de fábrica que no tiene por qué ser la del código estudiado en este proyecto y así es. Por ejemplo, en los ensayos que al variar la frecuencia debe aparecer una modificación en la potencia activa del inversor no se han podido hacer (sí están explicados en el capítulo III en qué consisten). La potencia activa del inversor no varía ya cambie la frecuencia o la tensión en todo su rango de funcionamiento porque viene con esa programación.

Sí se han podido realizar las faltas de tensión durante un corto tiempo y comprobar que el inversor trabaje en los límites que establece el código ENTSGE para tensión y frecuencia. Aunque como se verá en las próximas páginas tampoco cumple con las cláusulas de la norma para las faltas de un nivel bajo de tensión.

6.1 Condiciones normales de frecuencia de trabajo del inversor:

Según el código ENTSO-E, los límites de frecuencia establecidos para trabajar en condición continua en Europa Continental son de 49-51 Hz y la tensión fijada en los ensayos de condiciones normales de frecuencia es de 230 V (1 p.u.). Empezaré mostrando los disparos a 49 Hz.

6.1.1 Disparos límite inferior de frecuencia

En la captura de pantalla del osciloscopio se puede observar una onda azul que corresponde a la tensión de salida de alterna del inversor, la onda roja que corresponde a la intensidad de salida del inversor y también se puede apreciar una línea blanca horizontal que representa la frecuencia. El límite superior es 52 Hz y el inferior es 47 Hz según las divisiones del osciloscopio, 0,5 Hz por división según el eje vertical tanto en la zona superior de la captura de pantalla como en la zona inferior.

La parte superior es una vista con más rango de tiempo y dónde se puede apreciar la bajada de frecuencia. En la parte inferior vemos un zoom de la una zona de la parte de arriba (delimitada por un rectángulo de líneas blancas en la parte superior) y se puede observar como el inversor desconecta justo al llegar aproximadamente a los 49 Hz.

Para un estudio más preciso he tratado los datos de las medidas y expongo un gráfico del momento exacto de la desconexión dónde se puede ver como la intensidad de salida se hace cero en 49,02 Hz y por lo tanto no cumple con lo establecido en el código ENTSO-E. Como ya había explicado anteriormente el inversor no está configurado para esta norma y por lo tanto es normal que no funcione de acuerdo a la misma, aun así lo importante de este proyecto es la toma de contacto con cómo hacer pruebas a un inversor y el trabajar con los códigos de funcionamiento aplicando las cláusulas correctamente.



Figura 34: Captura de pantalla a mínima frecuencia de trabajo en condiciones normales

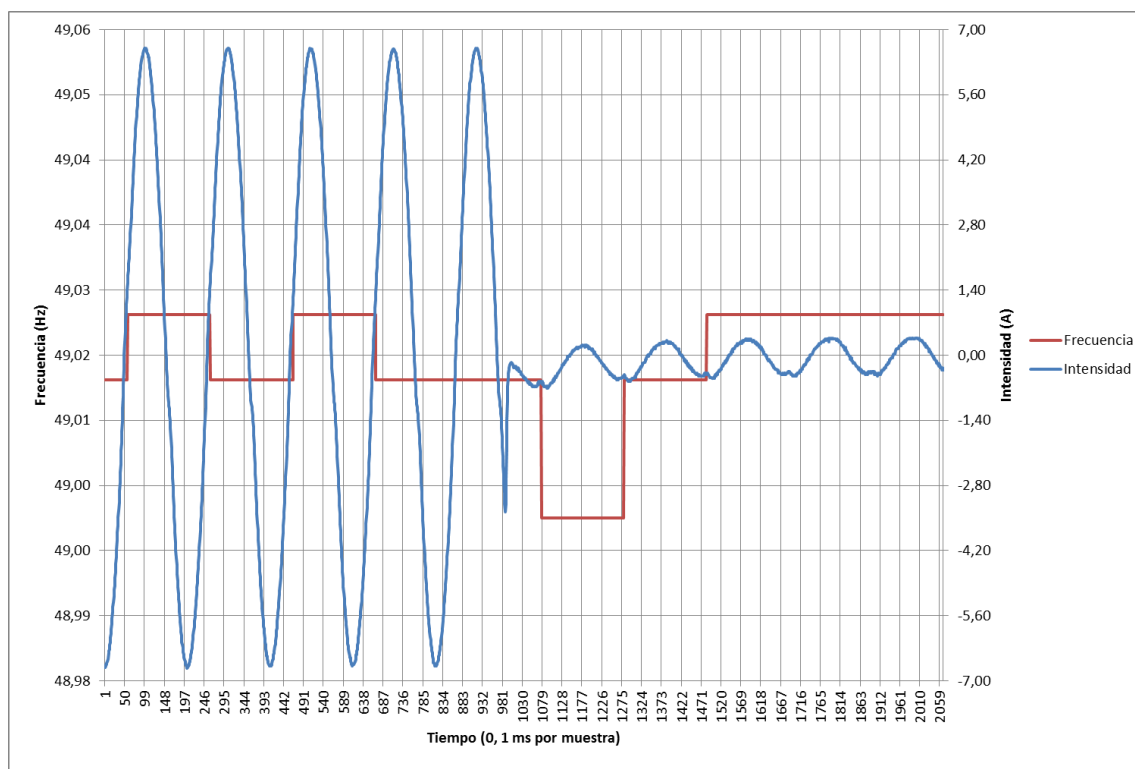


Figura 35: Gráfica datos tratados a mínima frecuencia de trabajo en condiciones normales (49,02 Hz)

6.1.2 Disparos límite superior de frecuencia

Continuando con los rangos de frecuencias es el turno de ver la condición normal de funcionamiento máxima. El código ENTISOE establece 51 Hz como límite.

Los valores de tensión, intensidad y frecuencia son expresados en las mismas unidades en el eje vertical que en el anterior caso al igual que los colores de las ondas corresponden a las mismas magnitudes que la otra captura.

Se puede observar en la zona superior de la captura como la línea blanca correspondiente a la frecuencia sube y al llegar ligeramente por encima de los 50 Hz el inversor desconecta. El nivel de tensión no varía en todo el ensayo.

Para ver con más precisión el nivel de frecuencia de la desconexión debe observarse la gráfica a continuación de la captura de pantalla del osciloscopio. El inversor desconecta en 51 Hz, en este caso sí cumple los requisitos del código ENTISOE.



Figura 36: Captura de pantalla a máxima frecuencia de trabajo en condiciones normales

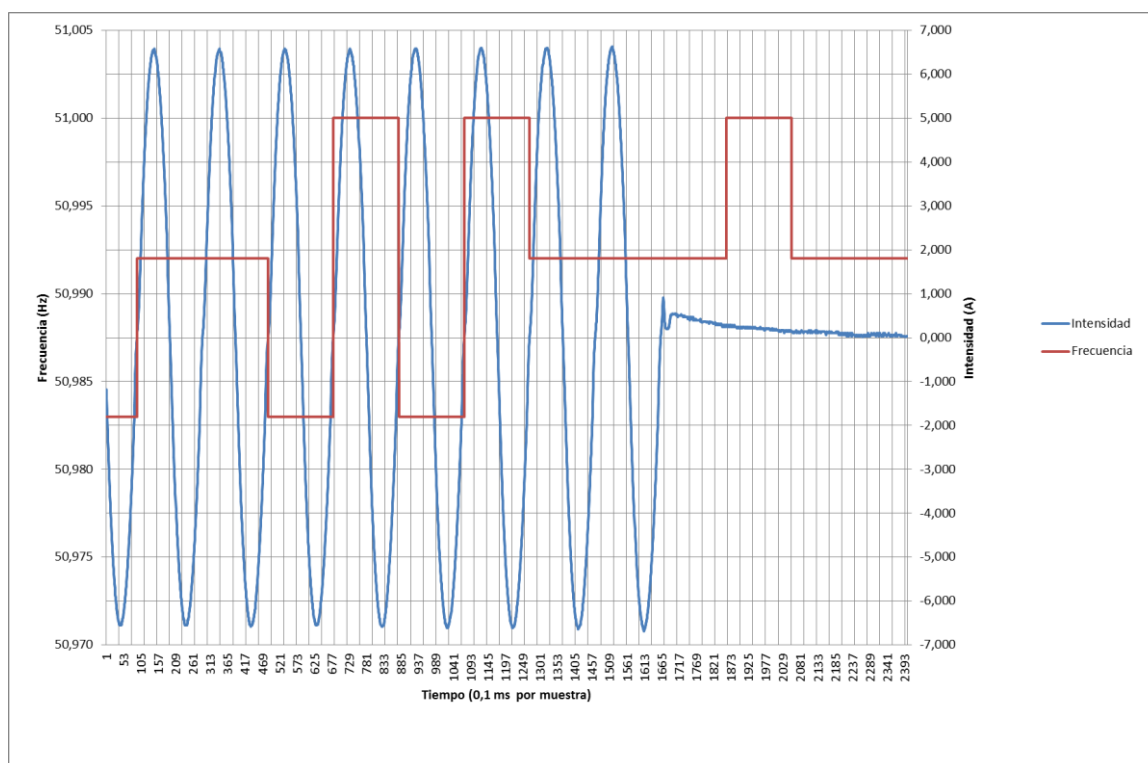


Figura 37: Gráfica datos tratados a máxima frecuencia de trabajo en condiciones normales (51 Hz)

6.2 Condiciones normales de tensión de trabajo del inversor:

Los límites que he usado para este ensayo son sólo aplicables para módulos generadores de tensión del Tipo D con una tensión superior a los 300 kV, lo incluyo en este informe para poder tener más ensayos relacionados con la norma. Empezaré con el límite inferior de tensión al que debe trabajar ininterrumpidamente un inversor bajo este código: 0,85 p.u.

6.2.1 Disparos límite inferior de tensión

En este caso se puede ver como la frecuencia es constante en la captura de pantalla del osciloscopio ya que esta vez lo que interesa ver es el comportamiento frente a la tensión. El valor fijado es 50 Hz para hacer los ensayos de condiciones normales de tensión y se ve como la tensión va disminuyendo con el paso del tiempo. En la gráfica se puede observar como desconecta llegados a los 0,86 p.u. y por lo tanto no cumple con la normativa.



Figura 38: Captura de pantalla a mínima tensión de trabajo en condiciones normales

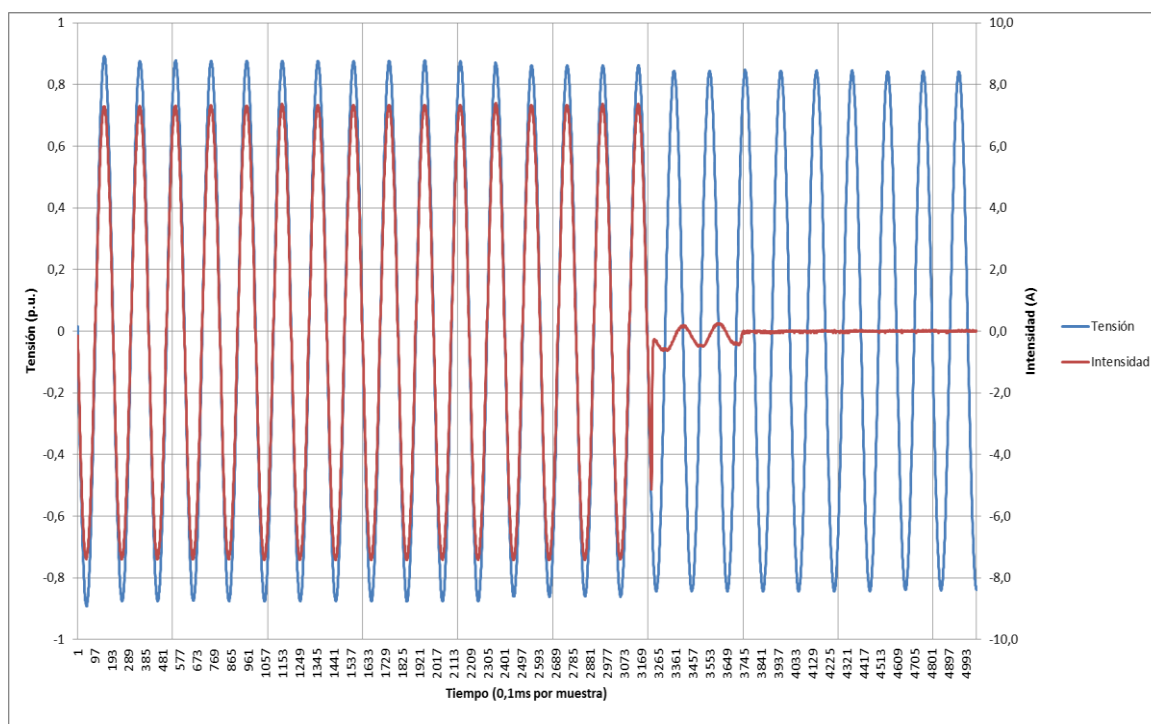


Figura 39: Gráfica datos tratados a mínima tensión de trabajo en condiciones normales (0,86 p.u.)

6.1.2 Disparos límite superior de tensión

Para finalizar el punto de límites de frecuencia y tensión en condiciones normales expongo los datos correspondientes al límite superior de tensión que según el código ENTSOE es 1,10 p.u. Una vez más la frecuencia se mantiene constante a 50 Hz y la tensión se incrementa hasta que desconecta el inversor. Para ver el valor exacto al que la intensidad de salida se hace cero podemos observar en la gráfica siguiente como llega hasta los 1,09 p.u. y por lo tanto cumple con los requisitos de la norma.



Figura 40: Captura de pantalla a máxima tensión de trabajo en condiciones normales

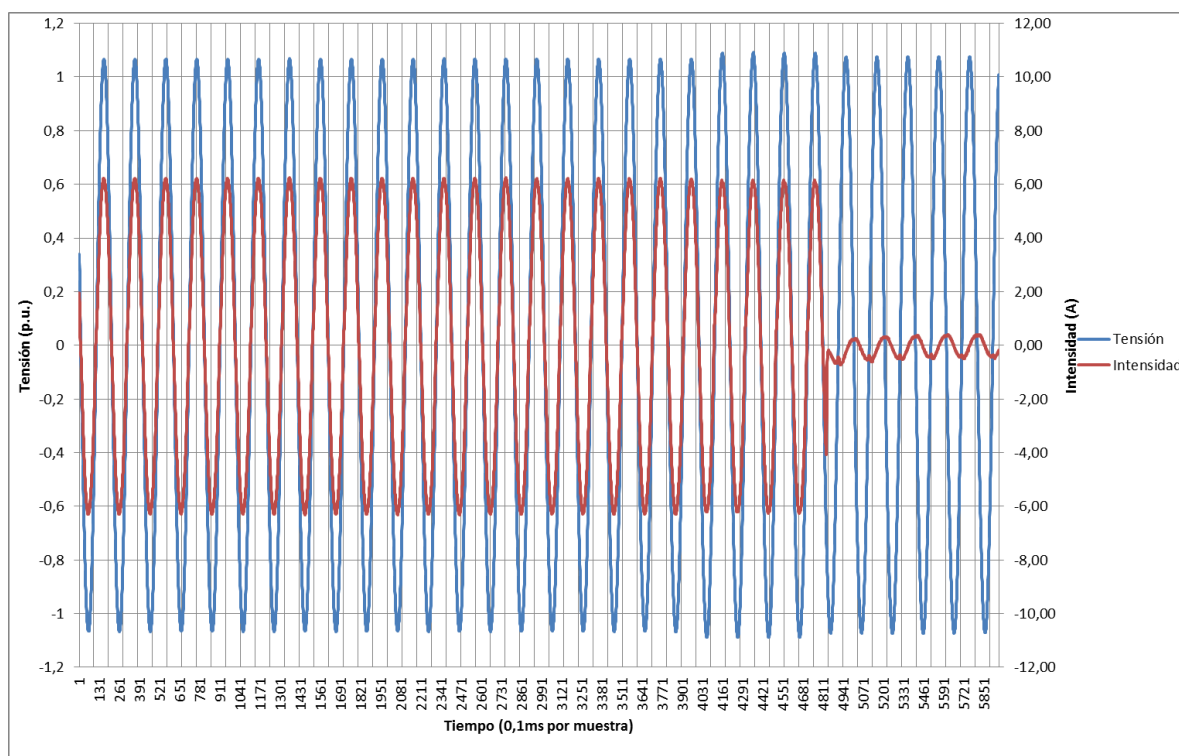


Figura 41: Gráfica datos tratados a mínima tensión de trabajo en condiciones normales (1,09 p.u.)

6.3 Condiciones de faltas de tensión durante cortos períodos

El siguiente ensayo que se ha realizado es el de huecos de tensión. Remito a la Figura 27 y Figura 28 para ver la duración de la falta y el nivel de tensión según el código ENTSOE.

6.3.1 Hueco de tensión a 0,05 p.u. y 0,25 s

Comienzo con la imagen a 0,05 p.u. y de una duración de 0,25 segundos. Una vez más la onda de color azul es la tensión de salida mientras que la onda de color rojo es la intensidad de salida del inversor. En este caso además se han puesto los triggers del osciloscopio desde el momento que se inicia la falta hasta un poco después de la desconexión y el tiempo que aparece en la captura de pantalla corresponde al tiempo entre esos dos puntos.

Como se puede apreciar no aguanta ni 0,07 segundos el hueco de tensión y se desconecta, por lo tanto no cumple con lo establecido en el código.

Adjunto una gráfica con los datos del osciloscopio tratados dónde se puede observar mejor los niveles de tensión, intensidad y tiempo transcurrido de desconexión y duración del hueco.



Figura 42: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,25 segundos de tiempo

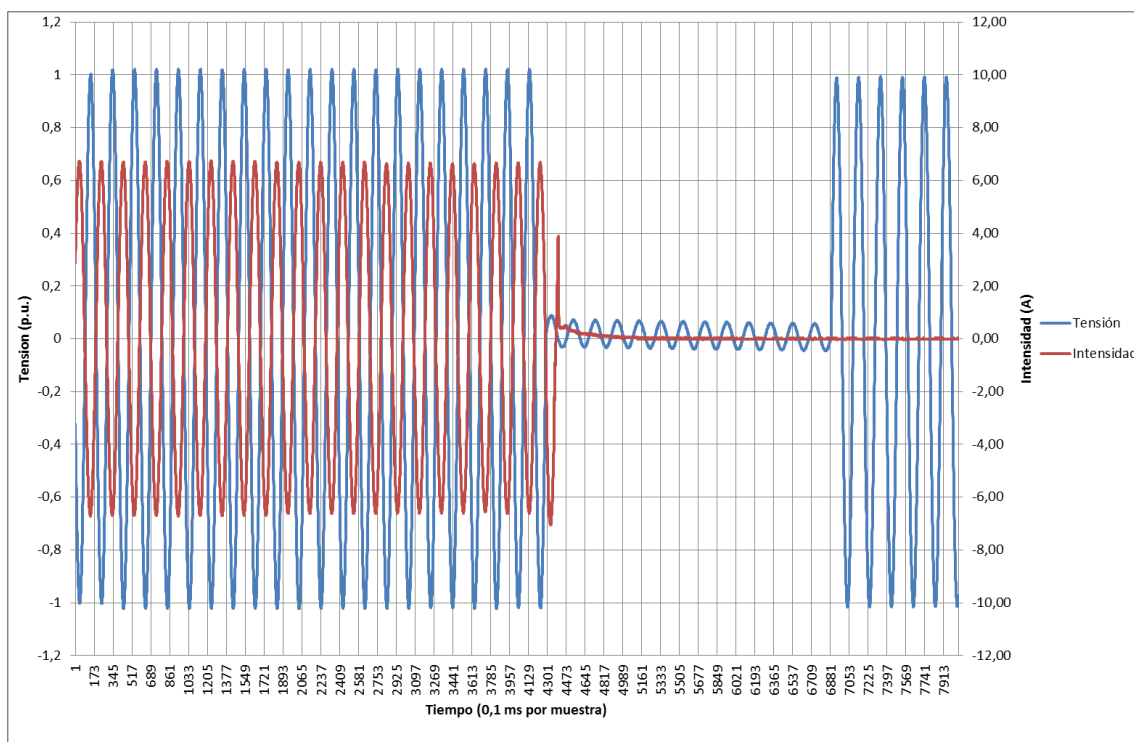


Figura 43: Gráfica de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,25 segundos de tiempo

6.3.2 Hueco de tensión a 0,30 p.u. y 0,25 s

El siguiente hueco será a un nivel de tensión de 0,30 p.u. y a un tiempo de 0,25 segundos. Los resultados son similares a la anterior falta. El inversor sigue sin cumplir el código ENTSOE e incluso desconecta antes. Para este caso los triggers los he puesto desde que empieza la falta hasta que la corriente de salida se hace cero, así podemos ver que el tiempo de desconexión es 26,25 milisegundos. Casi diez veces menos de lo que exige la norma.

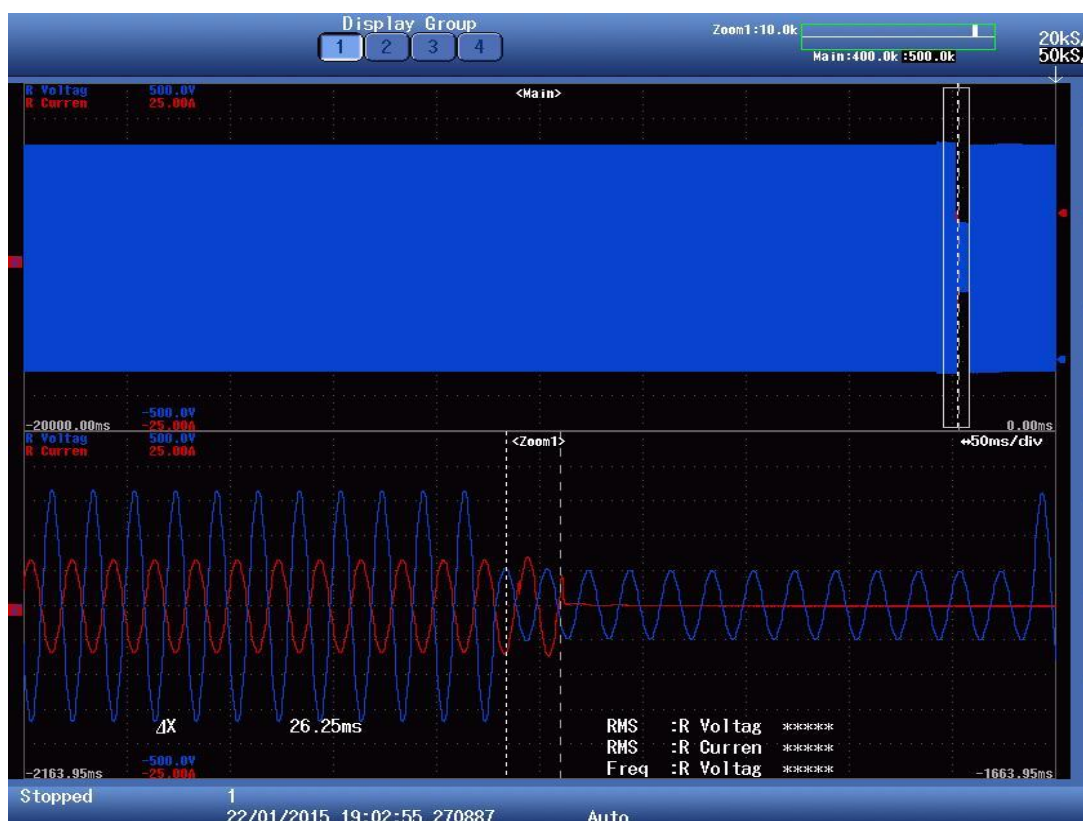


Figura 44: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,30 p.u y 0,25 segundos de tiempo

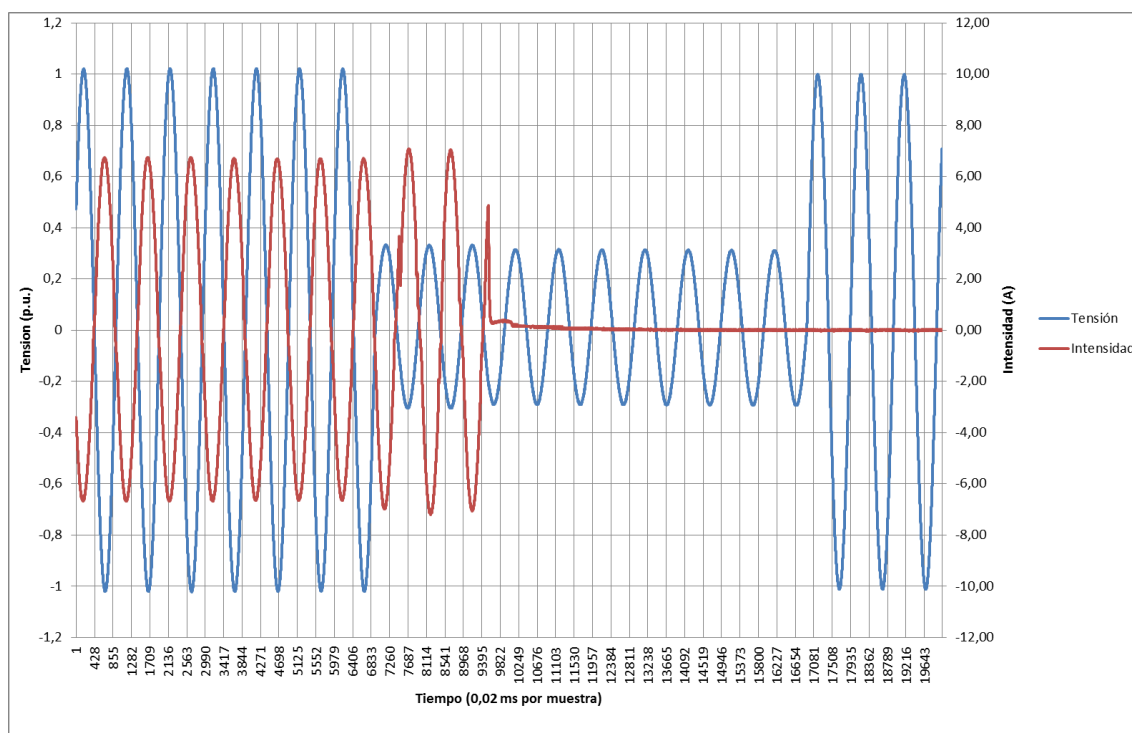


Figura 45: Gráfica de hueco de tensión a 0,30 p.u y 0,25 segundos de tiempo

6.3.3 Hueco de tensión a 0,70 p.u. y 0,19 s

La próxima falta corresponde a un nivel de tensión de 0,70 p.u. y debe mantener funcionando durante 0,19 segundos según el código (es el valor más favorable del rango que dan). Como ya podíamos esperar después de ver los ensayos de condiciones normales de trabajo para tensión, no cumple. Si nos fijamos en estos ensayos, el límite inferior de tensión en condiciones normales de trabajo es 0,85 p.u. El inversor desconectaba en un valor aproximado de 0,86 p.u. y lo hace en unas decenas de milisegundos, por lo tanto era razonable pensar que este ensayo no cumpliría hasta llegado a las condiciones de 0,90 p.u.

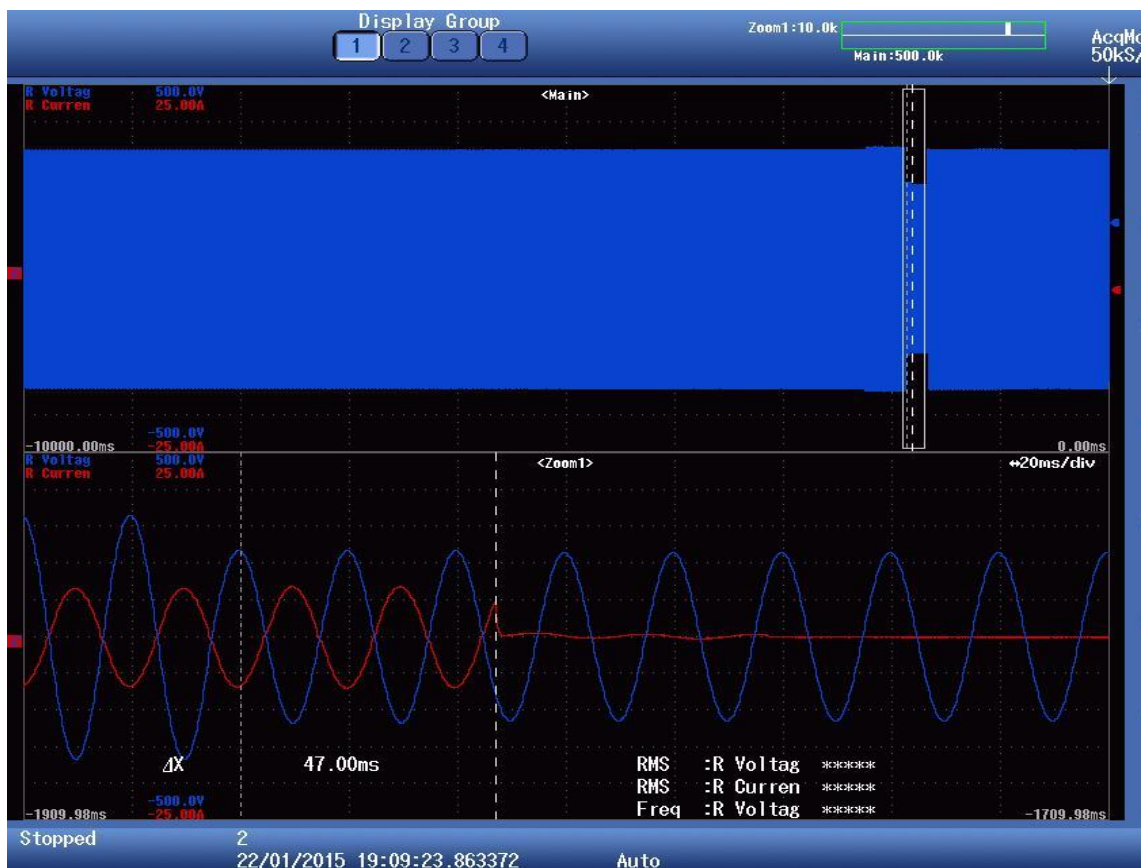


Figura 46: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,70 p.u y 0,19 segundos de tiempo

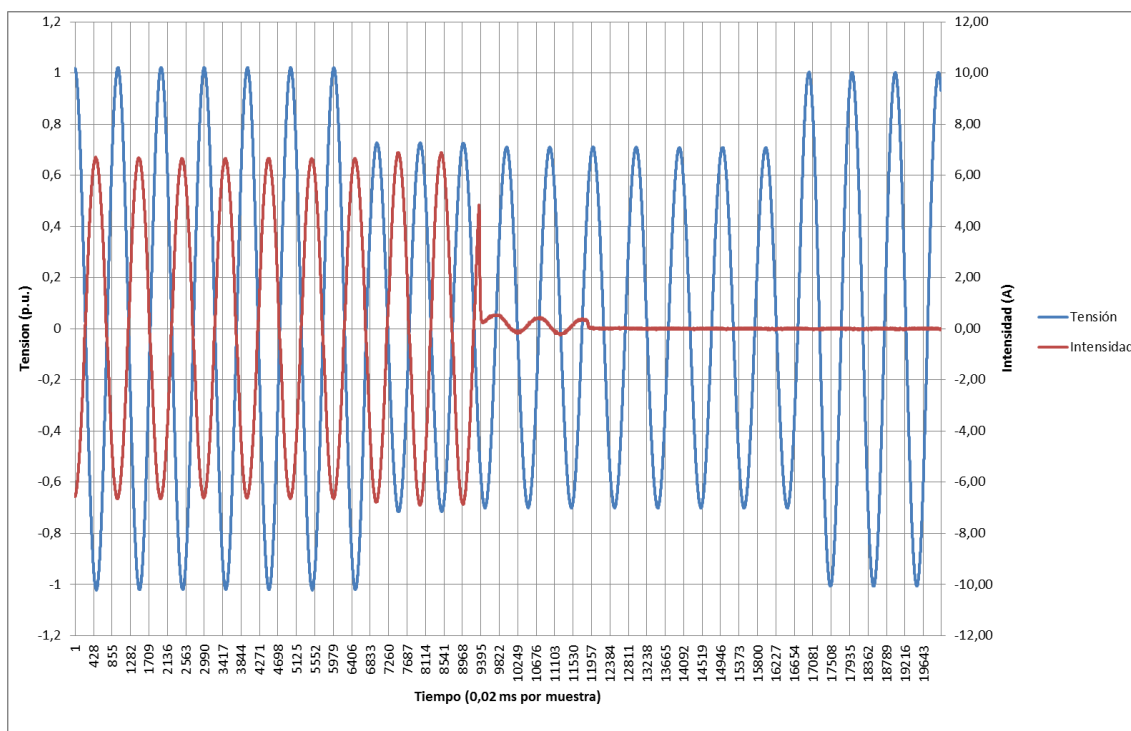


Figura 47: Gráfica de hueco de tensión a 0,70 p.u y 0,19 segundos de tiempo

6.3.4 Hueco de tensión a 0,90 p.u. y 0,19 s

Para terminar con los ensayos de huecos de tensión queda la falta a un 0,90 p.u. de nivel de tensión. Como es la única condición que puede cumplir el inversor he hecho dos medidas, una con un tiempo de 0,19 segundos y otra más restrictiva de 0,25 segundos. En ambos casos cumple por lo explicado en el punto anterior.



Figura 48: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,19 segundos de tiempo

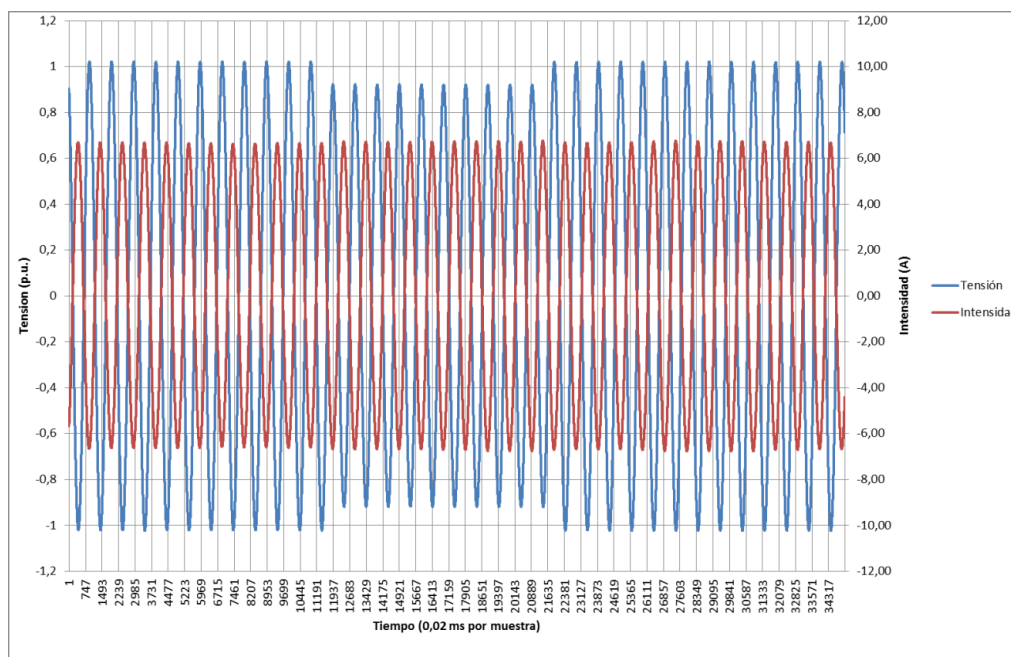


Figura 49: Gráfica de hueco de tensión a 0,05 p.u y 0,19 segundos de tiempo

6.3.5 Hueco de tensión a 0,90 p.u. y 0,25 s

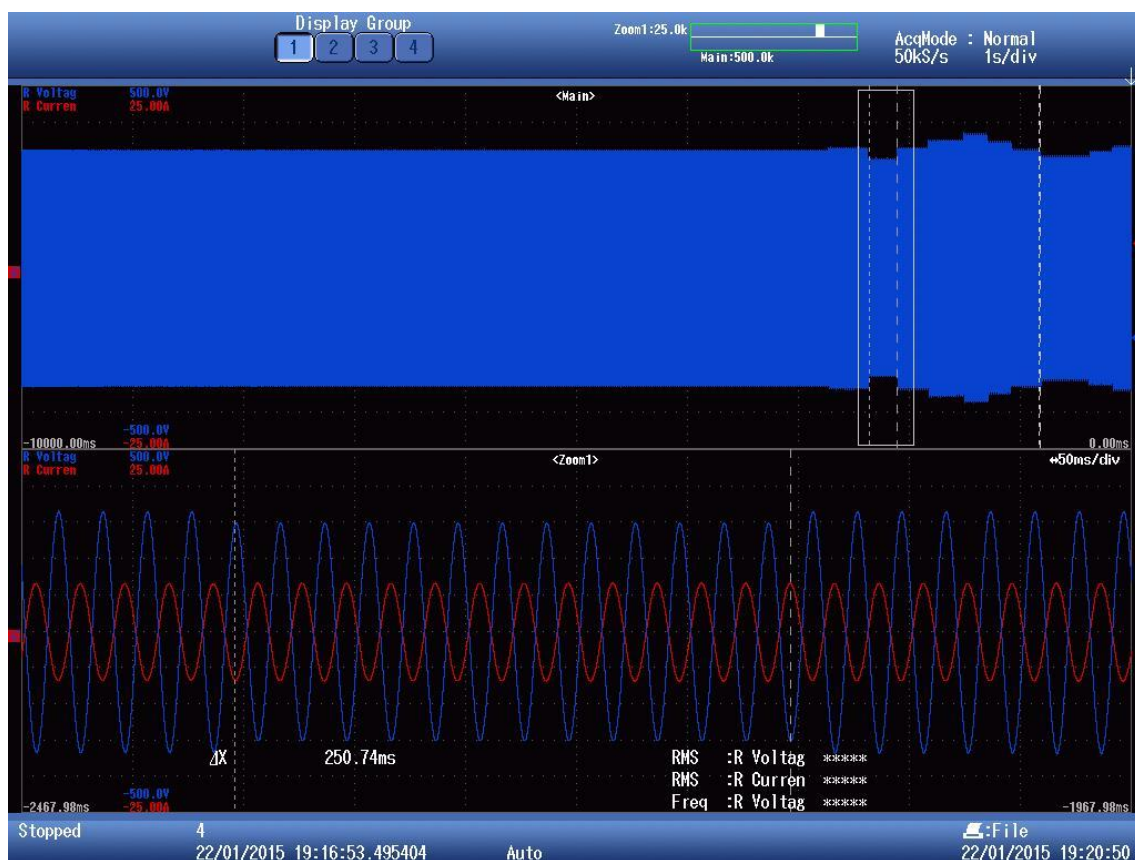


Figura 50: Captura de pantalla de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,25 segundos de tiempo

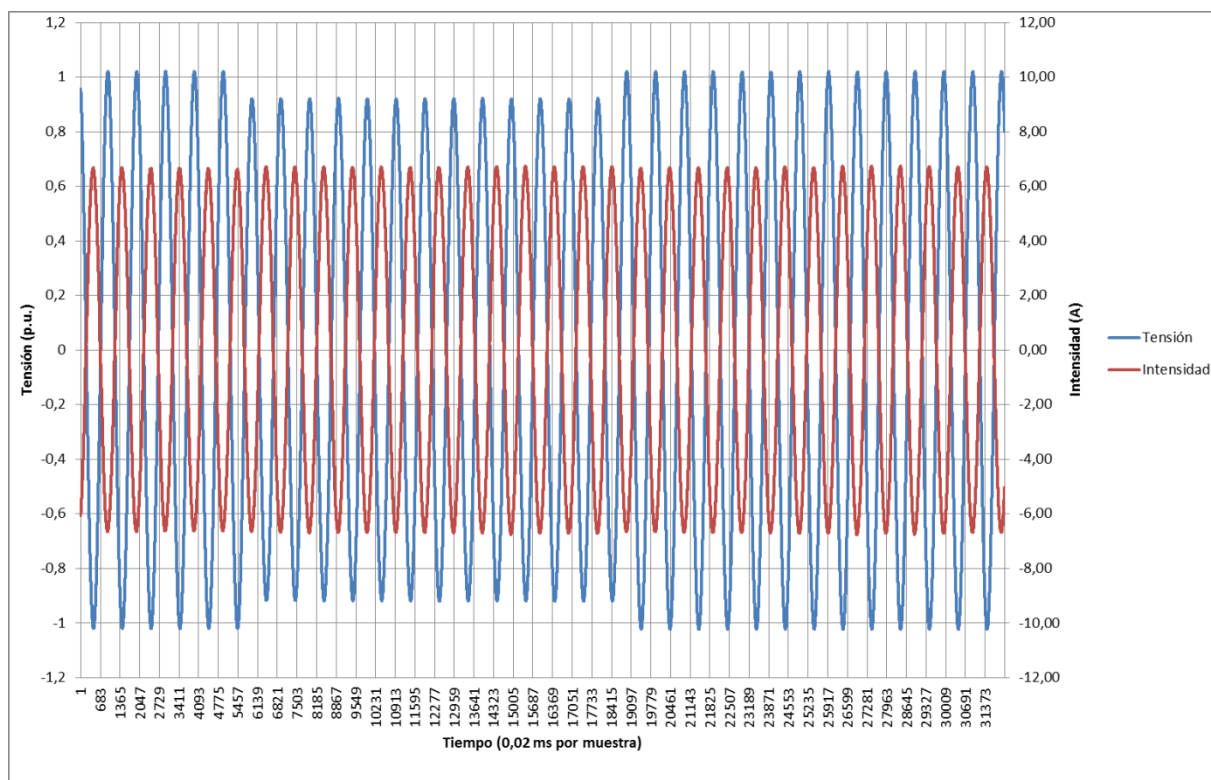


Figura 51: Gráfica de hueco de tensión a 0,90 p.u y 0,25 segundos de tiempo

VII. CONCLUSIONES

Uno de los objetivos cuando empecé a investigar sobre las normas de los inversores es el estudio de la cantidad de requisitos que exigen según el país. Lo primero fue un estudio en profundidad de la norma y en qué orden hacer los ensayos. Después del primer día y ver cómo funcionaba el inversor hice cambios en el plan de ensayos y tuve que eliminar los que no podía hacer.

Estos ensayos los hice sin saber los límites del inversor. Ahora ya con el manual a mi disposición puedo comprobar mis resultados con lo que el fabricante había estipulado para este inversor.

SMA explica que puede venir con la configuración de la VDE 0126-1-1 (Alemania), la G83 (Reino Unido) o la AS4777 (Australia). Por los límites de funcionamiento que indican, este inversor venía programado con la VDE 0126-1-1. El límite inferior de tensión en AC está marcado en 198 V cuando en el ensayo de condiciones normales de tensión de trabajo del inversor el resultado era que desconecta en 0,86 p.u. que son unos 197,8 V. Igual si miramos el límite superior que está fijado en 253 V y en el ensayo he obtenido que trabaja hasta un 1,09 p.u. que corresponde a aproximadamente 250,7 V.

Estos valores de trabajo del inversor están pensados para otras normas y por eso no tienen por qué cumplir los requisitos del código ENTSOE que como ya se ha expuesto en el capítulo anterior, al final de este capítulo se puede ver una tabla con los resultados.

Para comentar los resultados debemos meternos en el contexto del uso de este inversor. No es un inversor de 1 o 2 Megavatios que se usará en una gran instalación que alimenta a una ciudad, es un producto pensando para un ámbito que requiere de una menor potencia como una casa o una comunidad de vecinos con unos paneles fotovoltaicos o para tal vez una planta solar pero en este caso requerirá el uso de varios inversores de este tipo.

Si nos fijamos, el inversor suele no cumplir con el código en los ensayos con los límites inferiores y sí que cumple en los superiores. Esto es por el contexto de trabajo comentado en el párrafo anterior, un inversor en una casa no puede dar unos valores bajos de tensión porque todos los aparatos de la casa que funcionen con esa electricidad necesitan un mínimo de potencia para funcionar y el resultado sería muy negativo para la casa o la comunidad de vecinos porque el inversor no estaría cumpliendo con su cometido. Si en cambio fuera un inversor que genera una gran potencia (1 o 2 Megavatios como he comentado antes y no 1000 Kilovatios como da el inversor objeto de estudio) no es tan importante que la tensión se encuentre un poco por debajo porque este inversor inyecta la energía a la red. Si hubiera una falta de energía en la ciudad se

pondrán en marcha otros dispositivos para hacer llegar más energía a la población pero es improbable que porque una planta esté generando un poco menos de lo previsto haya problemas de suministro.

Por el mismo razonamiento los huecos de tensión no los soporta. Una casa o una comunidad, un local etc. no pueden permitirse bajadas de tensión en su línea porque estarían apagándose sus electrodomésticos o la caldera cada vez que hubiera una falta. Cuando esto ocurre en algo tan grande como es la red de un país, una corta bajada de tensión (hablamos de microsegundos) de una de las fuentes no es un problema tan serio.

Por último añadir como si hubiera tenido la posibilidad de cambiar la configuración del inversor por otros códigos de red de otros países es muy probable que los ensayos hubieran pasado los requisitos de la norma. Los rangos de trabajo de tensión y frecuencia en condiciones normales que no han cumplido han sido por poco. Los ensayos que no se han podido realizar y los huecos eran simplemente un problema de configuración, no estaba programado el inversor para reaccionar acorde a la norma en esos casos porque como he expuesto en el párrafo anterior no era necesario.

Condiciones normales de trabajo		
	Límite ENTSOE	Medida tomada en el ensayo
Frecuencia mínima	49 Hz	49,02 Hz
Frecuencia máxima	51 Hz	51 Hz
Tensión mínima	0,85 p.u.	0,86 p.u.
Tensión máxima	1,10 p.u.	1,09 p.u.

Figura 52: Tabla resumen resultados de las condiciones normales de trabajo

Huecos de tensión	
Condiciones del hueco	Cumple con la norma
V=0,05 p.u. / t=0,25 s	No
V=0,30 p.u. / t=0,25 s	No
V=0,70 p.u. / t=0,19 s	No
V=0,90 p.u. / t=0,19 s	Sí
V=0,90 p.u. / t=0,25 s	Sí

Figura 53: Tabla resumen resultados de los huecos de tensión

VIII. CARÁCTERÍSTICAS DEL INVERSOR ENSAYADO Y ESTUDIO DE LAS MISMAS

6.1 Hoja de características Sunny Boy 1100

Lo primero que podemos observar en la hoja de características son cinco grupos principales en los que se divide: Entrada, Salida, Rendimiento, Dispositivos de Protección y Datos Generales o Parámetros Físicos del inversor. Estos son los puntos críticos que nos definen si un inversor es mejor o peor para una instalación fotovoltaica, además de su configuración con otros posibles inversores si es modular, o si todos los paneles llegan a un mismo inversor en caso de ser central.

	SB 1100
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC	1210 W
Tensión máx. de CC	400 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	139 V - 320 V
Corriente máx. de entrada	10 A
Número de seguidores de MPP	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	2
Salida (CA)	
Potencia nominal de CA	1000 W
Potencia máxima de CA	1100 W
Corriente máx. de salida	5,6 A
Tensión nominal de CA / rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia (cos ϕ)	1
Conexión de CA	monofásica
Rendimiento	
Rendimiento máx.	93,0 %
Rendimiento europeo	91,6 %
Dispositivos de protección	
Protección contra polarización inversa (CC)	●
Seccionador de carga de CC ESS	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●
Monitorización de toma a tierra	●
Monitorización de red (SMA grid guard)	●
Con separación galvánica	●
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	434 / 295 / 214
Peso	22 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 39 dB(A)
Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno	< 4 W / 0,1 W
Topología	transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	convección
Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65)	● / ●

Figura 54: Hoja de características del inversor provista en el manual

A continuación voy a profundizar en cada uno de los cinco grupos.

6.2 Parámetros de entrada, corriente continua

Uno de los parámetros fundamentales que caracterizan un inversor es su rango de valores de tensión para los que se obtiene la máxima potencia. Es imprescindible diferenciar las variables que aparecen en la Figura 54:

- Potencia máxima(W): Máximo valor de potencia que el inversor puede convertir en régimen estacionario.
- Potencia umbral (W): Potencia mínima (o umbral) a la cual el inversor comienza a trabajar. No se da esta información para el Sunny Boy 1100.
- Tensión nominal (V): Tensión de entrada especificada por el fabricante. No se da esta información para el Sunny Boy 1100, sólo la máxima que es la más restrictiva.
- Tensión mínima del MPPT (V): Mínima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- Tensión máxima del MPPT (V): Máxima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- Tensión máxima (V): máxima tensión permitida a la entrada del inversor.
- Corriente nominal (A): Corriente de entrada especificada por el fabricante. No se da esta información para el Sunny Boy 1100, sólo la máxima que es la más restrictiva.
- Corriente máxima (A): Máximo valor de la corriente de entrada en el inversor en régimen estacionario.

La importancia de los parámetros de entrada de un inversor a la hora de elegir el que mejor se adapte a las necesidades requeridas se centra en el punto de máxima tensión.

Acabo este primer grupo reincidiendo en la diferencia que existe entre todos los valores de tensión: el rango de los MPPT proporcionarán la potencia máxima a la salida del inversor en función del comportamiento del generador mientras que los valores mínimos y máximos de tensión son los valores a los que puede trabajar un inversor en condiciones normales de funcionamiento.

Dado que estamos analizando parámetros eléctricos a la entrada del inversor, se prestará especial interés a los rendimientos proporcionados por la célula solar y por el seguidor del punto de máxima potencia.

El rendimiento de la célula solar (η_{cs}) o rendimiento de la conversión energética, es la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula fotovoltaica (P_c) y la radiación incidente (R):

$$\eta_{cs} = P_c / R$$

Este rendimiento es ajeno al inversor y por lo tanto no sale en su hoja de características, pero está íntimamente relacionado con la potencia que le llega al inversor.

Para hablar del número máximo de strings antes debo exponer las distintas configuraciones del sistema:

-Inversores centrales: La instalación está conectada a un único inversor que por lo general será trifásico y de alta potencia[20].

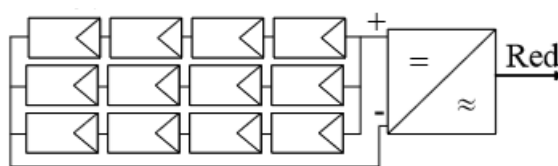


Figura 55: Esquema de un inversor central

-Inversores modulares o string inverters: Consisten en varios inversores conectados en paralelo. Suelen ser de baja potencia y monofásicos.

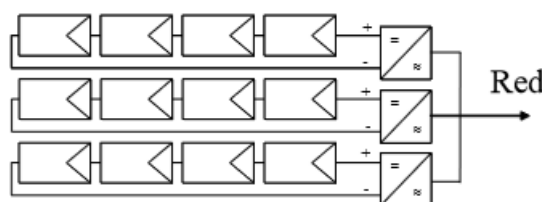


Figura 56: Esquema de un sistema de inversores modulares

El inversor ensayado se suele usar para esta categoría de ahí que en las especificaciones se diga que sólo permite hasta 2 inversores en paralelo. En la Figura 56 podemos ver 3 inversores.

-Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o en módulos AC: El inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo fotovoltaico.

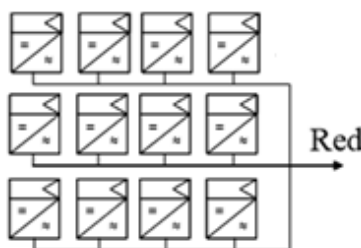


Figura 57: Esquema de inversores integrados en módulos PV o AC

El concepto de inversor string parece imponerse en el mercado de conexión a red para la integración en edificios sobre los inversores centrales, a pesar que ambos conceptos de topología de inversor se pueden utilizar para centrales fotovoltaicas conectadas a red. También se utilizan los denominados “módulos AC” en los que el propio módulo lleva integrado un inversor cuya potencia nominal suele ser inferior a 500 W[20].

La reducción del cableado DC asociado a los inversores string y a los módulos AC junto con su modularidad son factores que se enfrentan a la sencillez y mayor rendimiento de los grandes inversores centrales. El número de productos disponibles es mayor para los inversores string con potencias nominales inferiores a 5 kW que para los inversores centrales, cuyas potencias nominales son superiores a 100 kW. Los inversores desarrollados en las primeras épocas de conexión a red de sistemas fotovoltaicos solían ser conmutados por la red y utilizaban tiristores. Con posterioridad se han desarrollado inversores autoconmutados que utilizan dispositivos semiconductores de más fácil conmutación como son los IGBTs. Mientras que los inversores conmutados por la red basados en tiristores necesitan un sistema de compensación de potencia reactiva, este no es necesario en inversores autoconmutados. No obstante la mayoría de los inversores actuales suelen ser autoconmutados basados en IGBTs[20].

6.3 Parámetros de salida, corriente alterna

Los parámetros de entrada expuestos en el anterior punto dependen de instalaciones externas al mismo.

Sin embargo, los parámetros de salida de un inversor dependen de la topología interna del mismo: número y tipo de protecciones de que dispone, del rendimiento que ofrece, etc.

Las variables a tener en cuenta a la salida del inversor (lado de corriente alterna, AC) son :

- Rango de tensiones máxima y mínima de red (V): máxima y mínima tensión a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Corriente máxima de salida (A): máxima corriente de salida que un inversor puede suministrar.
- Potencia nominal (W): potencia activa del inversor que puede transmitir en modo de operación estacionario.
- Rango de frecuencias máxima y mínima (Hz): máxima y mínima frecuencia a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Coseno de φ : factor de potencia a la potencia nominal.

Otro factor a tener en cuenta a la salida de un inversor es el rendimiento. El rendimiento que se obtiene en la parte de alterna de un inversor es el rendimiento total y es dependiente de otros factores como:

- Rendimiento de conversión. Relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia de la radiación incidente sobre ella.
- Rendimiento energético del MPPT. Cociente entre el valor instantáneo de la potencia suministrada (P_{in}) y el valor instantáneo de potencia entregada en el MPP (P_{MPP}).

$$\eta_{MPPT} = P_{in} / P_{MPP}$$

- Rendimiento del inversor. Relación entre la potencia de salida (AC) y la potencia de entrada (DC).

$$\eta = P_{in} / P_{out}$$

- Rendimiento europeo: Es un factor muy usado en las hojas de características de inversores y que representa la suma de rendimientos a ciertos niveles de potencia, multiplicado cada uno de los rendimientos por un factor de ponderación europeo fijo para cada nivel de potencia.

$$\eta_{EURO} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + \\ 0.1 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.2 \cdot \eta_{100\%}$$

El subíndice de cada uno de los rendimientos es el nivel de potencia al que se ha calculado esa eficiencia o rendimiento.

6.4 Dispositivos de protección

Por seguridad del propio inversor y para un mejor funcionamiento suele incorporar protecciones frente a:

- Cortocircuitos y sobrecargas (seleccionar los fusibles adecuados).
- Tensiones o frecuencias fuera de rango (relés y seccionadores).
- Sobrecalentamiento (con disipadores de calor).

Dentro de los dispositivos de protección encontramos al final de la lista un apartado que pone “con aislamiento galvánico”. Los inversores según su topología interna se pueden clasificar en:

- Aislamiento galvánico de baja frecuencia:

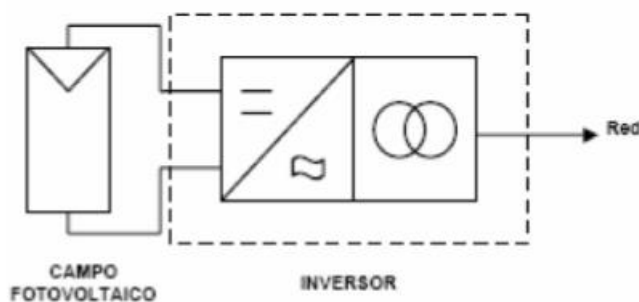


Figura 58: Esquema de un inversor con un transformador de baja frecuencia

-Aislamiento galvánico de alta frecuencia:

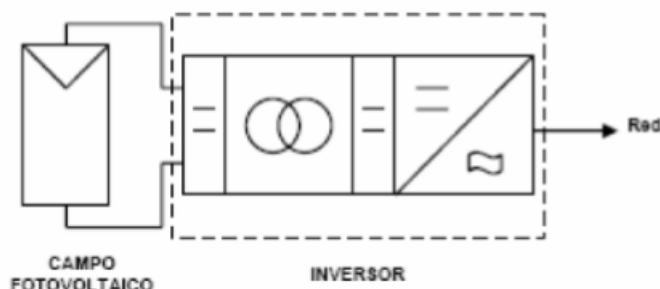


Figura 59: Esquema de un inversor con un transformador de alta frecuencia

-Sin Aislamiento:

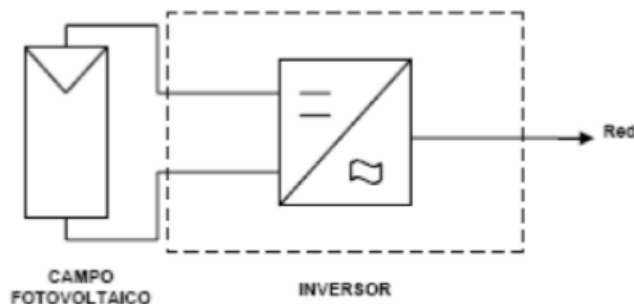


Figura 60: Esquema de un inversor sin transformador

Los inversores para sistemas conectados a la red eléctrica pueden poseer o no un transformador de aislamiento. La presencia del transformador hace al sistema fotovoltaico más seguro, ya que posibilita la aislación completa entre el lado CC (módulos fotovoltaicos) y el otro lado CA (red eléctrica). Un aspecto importante en los inversores con transformador es la localización de este dispositivo: en la etapa de preconversión CC (transformador de alta frecuencia) o en la salida de la etapa CA (transformador en la frecuencia de la red eléctrica o de baja frecuencia). Los inversores con transformador de baja frecuencia son los más comunes en el mercado. En general, son más eficientes que los inversores con transformador de alta frecuencia, pero son más pesados y voluminosos debido a la presencia de un transformador toroidal. En algunos catálogos de fabricantes, ese tipo de inversor es denominado por la sigla LF

(low frequency), indicando que se trata de un inversor con transformador de baja frecuencia. El inversor ensayado tiene un aislamiento galvánico de baja frecuencia. Los inversores con transformadores de alta frecuencia, generalmente identificados con la sigla HF (high frequency), en los catálogos de los fabricantes, tienden a ser más compactos, con una ligera pérdida de la eficiencia.

Los inversores sin transformador, identificados con la sigla TL (transformerless) en los catálogos, son los más leves, compactos y eficientes. Esta tecnología de inversores fue la última en ser desarrollada y autorizada para la utilización en los países que iniciaron el uso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Actualmente, los inversores sin transformador son certificados por las normas internacionales, y ofrecen los mismos recursos y la misma seguridad que sus semejantes con transformador.

Las ventajas típicas de tener un aislamiento galvánico en la instalación son:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua a la red.

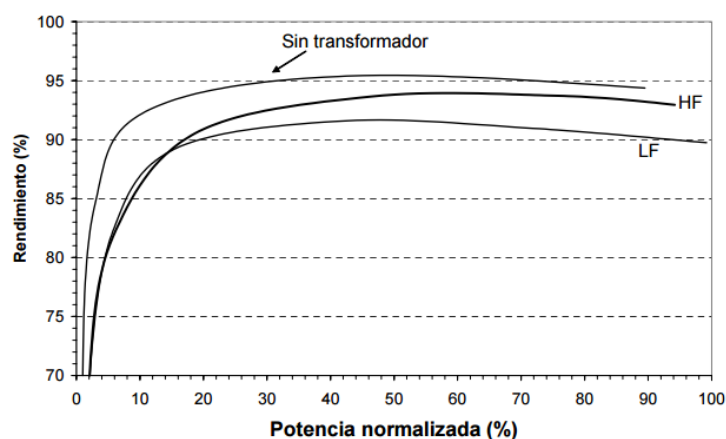


Figura 61: Gráfica comparativa de rendimientos según el tipo de aislamiento galvánico

6.5 Descripción de la unidad

Para acabar con este capítulo, incluyo fotografías del inversor ensayado abierto para visualizar los componentes que tiene.

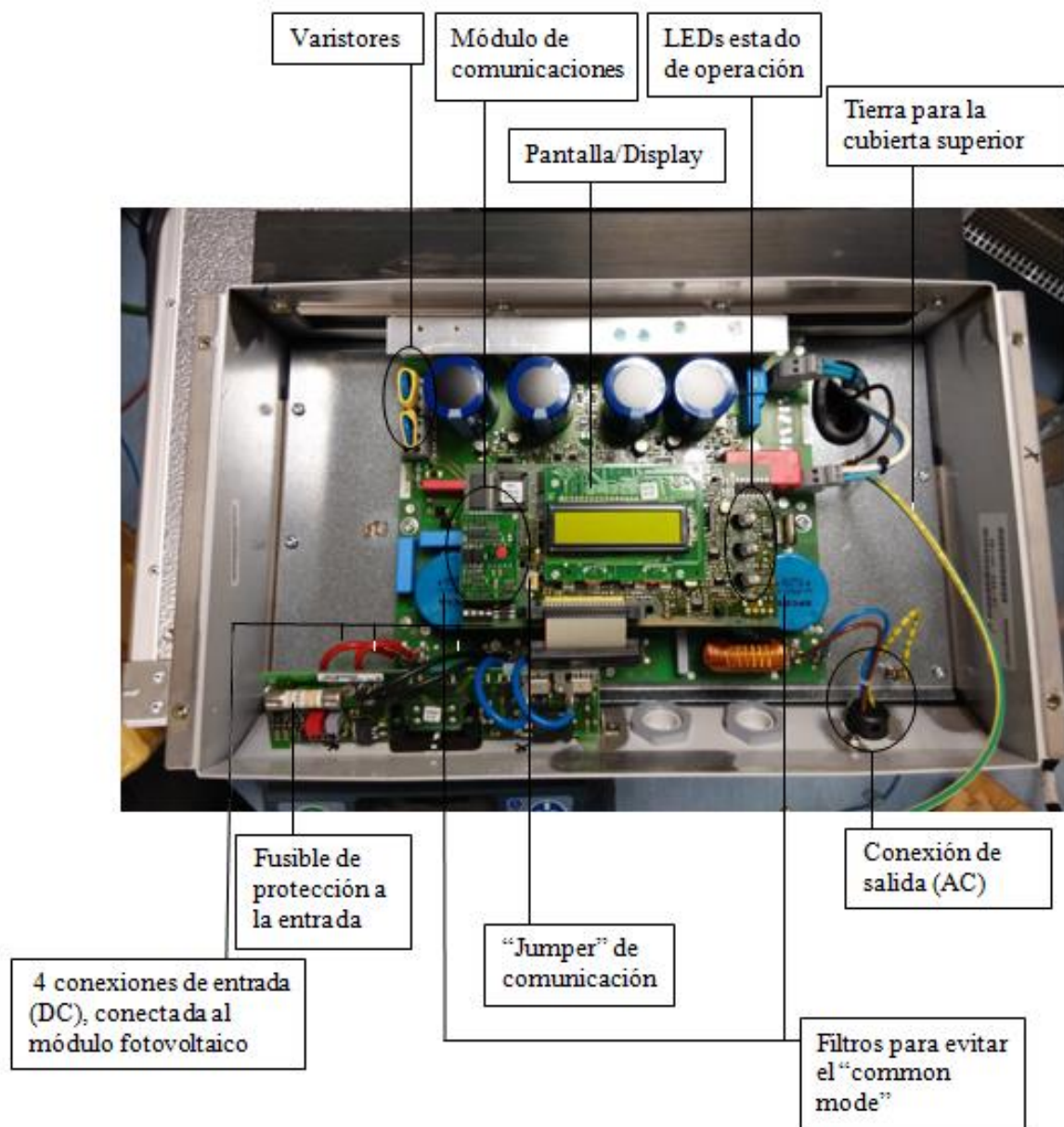


Figura 62: El inversor ensayado sin la tapa superior

IX. EQUIPOS UTILIZADOS EN LOS ENSAYOS

Agradezco enormemente las facilidades que he tenido para la realización de los ensayos teniendo a mi disposición muchos de los equipos de la empresa SGS que no tendría sin la colaboración de la gente que trabaja allí y que siempre me han facilitado en la medida de lo posible equipos para realizar ensayos, incluso han dedicado parte de su tiempo a explicarme su funcionamiento. A continuación muestro una descripción de los equipos que he utilizado:

Osciloscopio DL850 de Yokogawa



Figura 63: Parte frontal del osciloscopio DL850

Este es el instrumento más importante sin duda de todos los usados. Con este osciloscopio hice todas las capturas de pantalla del proyecto además de enviar los datos de las medidas tomadas a un pen drive para poder tratar dichos datos y hacer las gráficas que se muestran en el capítulo VI.



Figura 64: Lateral del osciloscopio dónde se conecta las sondas para cada canal



Figura 65: Lateral del osciloscopio dónde se encuentra los puertos de conexión y alimentación

Generador de potencia Pacific 360AMXT



Figura 66: Generador de Potencia

Este instrumento se colocó a la salida del inversor y me permitía hacer los cambios en la tensión o frecuencia para realizar los ensayos. Con ayuda de un programa y conectado a un ordenador pude introducir transitorios y así hacer el ensayo de huecos de tensión.

A pesar de ser un generador de potencia puede absorber potencia también que es cómo se ha usado en este proyecto.

Transformador de aislamiento

Coloqué el transformador entre la red y el rectificador como medida de protección adicional y no trabajar directamente con la tensión de red. La relación de transformación es de $\sqrt{3}:1$ con una tensión total de entrada 380 V y una de salida de 220 V.



Figura 67: Transformador de aislamiento



Figura 68: Bornes del transformador de aislamiento en la parte superior

Rectificador de onda de fabricación propia por la empresa



Figura 69: Rectificador de onda casero

Gracias a este rectificador se convierte la corriente alterna de la red (que pasaba previamente por el transformador de aislamiento) a corriente continua de entrada del inversor.

El puente de diodos usado es un Sanrex, modelo DF40AA160. Se puede ver a la izquierda de la Figura 69.

Polímetro fluke

Se usaron dos polímetros, uno a la entrada del rectificador y otro a la salida del rectificador. A la entrada para controlar que el transformador estaba funcionando correctamente y a la salida para comprobar que el rectificador daba un valor inferior al nominal de entrada del inversor.



Figura 70: Polímetro usado

Analizador de potencia WT3000 de Yokogawa

Este instrumento muestra medidas de bastantes más magnitudes que el Osciloscopio. También podría haber tratado los ficheros de datos del WT3000 en vez del DL850 pero para este caso no era necesario.

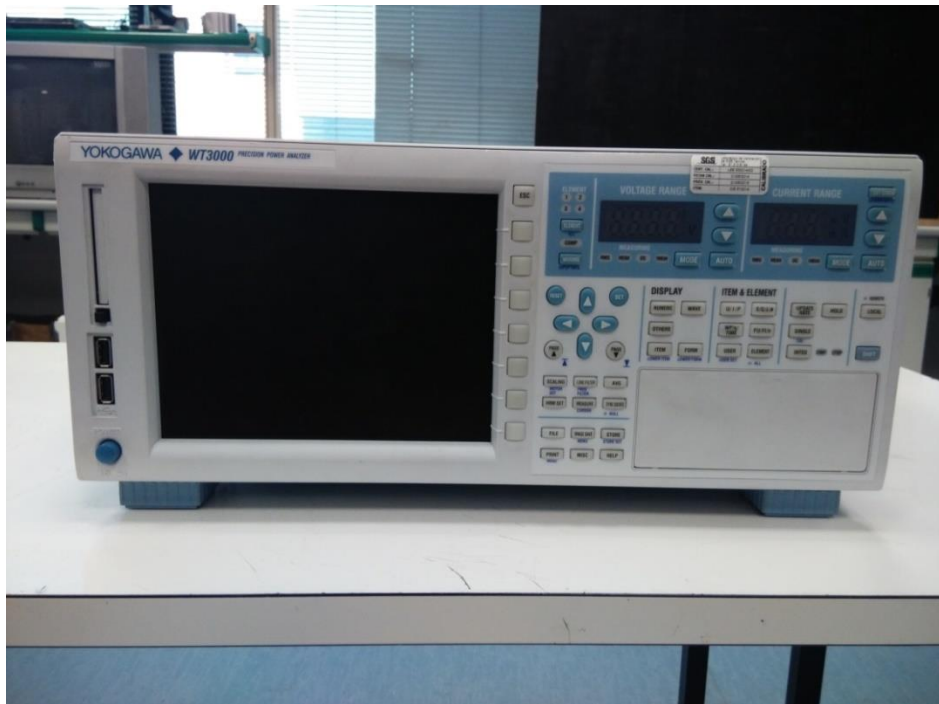


Figura 71: Analizador de Potencia parte delantera



Figura 72: Analizador de Potencia parte trasera

Sondas amperimétricas

Usé dos sondas para realizar este proyecto. Una conectada al analizador de potencia y otra al osciloscopio para medir y controlar los parámetros de salida del inversor.



Figura 73: Sonda amperimétrica



Figura 74: Detalle de la sonda amperimétrica

Software para programar los huecos y ordenador conectado a la Pacific



X. REFERENCIAS

- [1] The photovoltaic effect, Eric Seale, Julio del año 2003. Artículo de una página del propio autor.
- [2] Instalaciones solares fotovoltaicas, Agustín Castejón, Germán Santamaría, Mayo del año 2010
- [3] La radiación solar, Néstor Sanz, Diciembre del año 2010- Artículo de la página “monografías”
- [4] AEMET: Agencia estatal de meteorología. Documentación del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino sobre la radiación solar
- [5] “APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA DE CAPA FINA EN EMPRESAS DEL SECTOR LOGÍSTICO”, Proyecto fin de carrera de M^a Araceli Gutiérrez Bernal, Junio del año 2014
- [6] GLOBAL MARKET OUTLOOK for photovoltaics, European Photovoltaic Industry Association, Diciembre del año 2014
- [7] Apuntes sobre inversores de la Universidad de Valencia, I.T.T. (S.E.), curso 2006/2007
- [8] Principles of instrumental analysis, Douglas A. Skoog, Stanley R. Crouch, F. James Holler, Mayo del año 2008
- [9] Fisicanova (una aproximación a la realidad), Jaime Delgado Avendaño, Diciembre del año 2008
- [10] Página oficial de la ENTSO-E: www.entsoe.eu/Pages/default.aspx y eur-lex.europa.eu/homepage.html que es la página oficial donde encontrar sobre leyes y regulaciones europeas
- [11] Portal UC3M, grupos de investigación, Normativa y legislación fotovoltaica.
- [12] Norma UNE-EN ISO/IEC 17065:2012, AENOR, Diciembre del año 2012
- [13] Norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2005, AENOR, Octubre del año 2005
- [14] Norma UNE-EN IEC 62109-1:2010, AENOR, Julio del año 2011
- [15] Norma UNE-EN IEC 62109-2:2013, AENOR, Marzo del año 2013

- [16] Norma UNE-EN IEC 61000-6-1:2007, AENOR, Junio del año 2007
- [17] Norma UNE-EN IEC 61000-6-2:2006, AENOR, Enero del año 2006
- [18] Norma UNE-EN IEC 61000-6-3:2007 /A1:2012, AENOR, Enero del año 2012
- [19] Norma UNE-EN IEC 61000-6-4:2007 / A1:2011, AENOR, Octubre del año 2011
- [20] Departamento de energías renovables y laboratorio de energía solar fotovoltaica del CIEMAT, Miguel Alonso Abella
- [21] Florida Solar Energy Center, artículos y cursos que hay en la página web como información
- [22] Taller de geografía, dentro de dicha página buscar los cursos de energía solar fotovoltaica
- [23] Página web chilena “Central energía”, artículo sobre la energía solar en el mundo y en Chile